



УТИЛИЗАЦИЯ  
ПНГ

БУДУЩЕЕ  
РОССИЙСКОГО  
НЕФТЕСЕРВИСА

ЭКОНОМИКА  
ЭНЕРГЕТИКИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftegaz.RU

[3-4] 2014 *ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ*

ПОВЫШЕНИЕ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ  
БУРЕНИЯ



# ГИПС ТАМПОНАЖНЫЙ

- ▶ для крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород
- ▶ для ликвидации зон повышенных поглощений

**СИБОГАТОВА**  
**Ольга Владимировна**  
Руководитель направления  
по развитию перспективных рынков

Тел.: +7 (846) 955-14-22  
+7 (927) 705-83-44

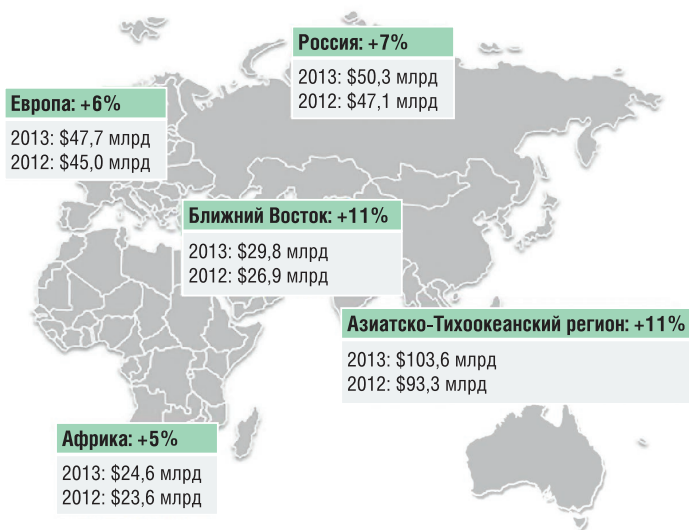
## ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО ГИПСА

### В тампонажных растворах для многолетнемерзлых пород (ММП):

- Регулирование сроков схватывания тампонажной смеси даже в условиях низких температур в диапазоне от -5 до +25°C;
- Отсутствие усадки при твердении, что гарантирует заданный срок эксплуатации тампонажного камня;
- Повышение показателя сцепления с обсадными трубами;
- Обеспечение первичной начальной прочности тампонажного камня;
- Однородность тампонажного раствора с заданными реологическими характеристиками за счет отсутствия седиментации;
- Экологичность продукта

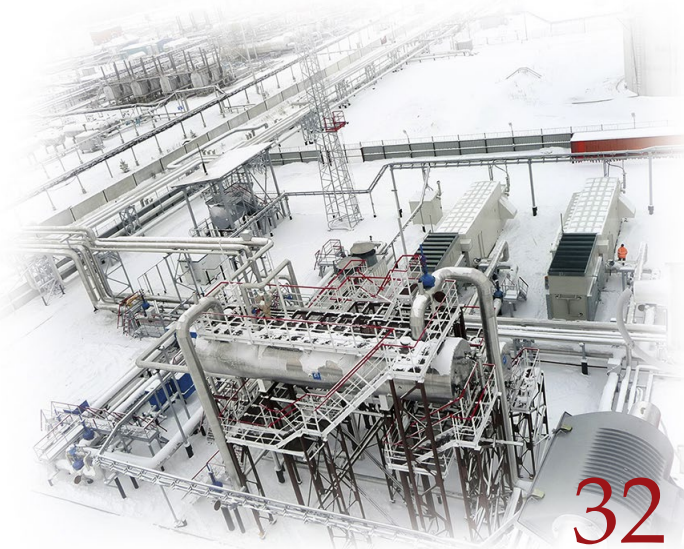
### В тампонажных растворах для ликвидации зон повышенных поглощений (ЗПП):

- Создание быстросхватывающихся седиментационно устойчивых тампонажных растворов;
- Сокращение времени на ликвидацию поглощений



## Утилизация ПНГ

особенности эксплуатации компрессорных установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на низконапорном газе повышенной плотности



Какое будущее ждёт российский нефтесервис?

12

32

# СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК	4	Китай и Россия объединяют усилия по Ямал СПГ	8
Потрясающая нефтепереработка	6	Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин	
Первая строчка Все о персоне и событии месяца	10		
Как оптимизировать затраты на добычу нефти? Существующие типы установок ОРЭ, ВСП	18		
Совершенствование технологии строительства скважин на подсолёвые отложения	26		
Оценка эффективности бурения переслаивающегося разреза	38		
Долота с резцами PDC для бурения скважин на нефть и газ	44		
		20	



## Высокопрочные решения для различных температур



50

## Техногенная пустыня

Противоэрозионная устойчивость почвы, загрязняемой газовым конденсатом



58

Календарь событий в мае 49

Россия в заголовках 53

Опытно-промысловое применение сидеритового утяжелителя при строительстве скважин на Бованенковском НГКМ 54

Дифференцированный подход к выбору бурового оборудования 62

Общие принципы выбора технологий и материалов для ликвидации осложнений при бурении и ремонте нефтегазовых скважин 66

Транспортно-логистические особенности процесса поставки на нефтегазовых предприятиях 70

NG8 – оптимизация лабораторных процессов 74

Полиэфирные волокна 78

Хронограф  
О чем писал Neftegaz.RU 10 лет назад 85

НЕФТЕГАЗ *Life* 86

Специальная секция  
Классификатор продукции и услуг в НГК 88

Цитаты 96

## Повышение эффективности бурения



60

## МОТОР СИЧ для энергетики



82

## 211 лет назад

В 1803 году впервые в мире бакинец Гаджи Гасымбек Мансурбеков начал добывать нефть из двух скважин, расположенных на море, в бухте Биби-Эйбат в 18 и 30 м от берега.

## 129 лет назад

В 1885 году на заводе С.М.Шибаетова в Баку инженер Г.В. Алексеев спроектировал и собрал кубовую промышленную установку для получения бензина и керосина с помощью крекинга масляного гудрона.

## 123 года назад

В 1891 году В. Шухов и С. Гаврилов изобрели непрерывно движущуюся термическую трубно-крекингую установку.

## 114 лет назад

В 1900 году международное Нефтяное собрание наградило В. Марковникова золотой медалью за комплексное исследование Кавказской и Апшеронской нефти, в результате чего был изобретен новый вид углеводородов – нафтены.

## 100 лет назад

В 1914 году профессор М.М. Тихвинский изобрел метод добычи нефти из скважин с помощью сжатого газа – газлифта.

## 94 года назад

В 1920 году был основан Бакинский политехнический институт им. М. Азизбекова. Этот ВУЗ был первым образовательным учреждением, подготовившим кадры инженеров по всем отраслям нефтяной индустрии в Европе и Азии.

## 78 лет назад

В 1936 году инженер А.М. Победин составил структурную карту толщи Каспийского моря для проведения структурного бурения с целью разработки морских нефтяных месторождений.

## 74 года назад

В 1940 году на месторождении Гала была пробурена скважина электробурными конструкциями Островского, Александрова и т.д.

## 38 лет назад

В 1976 году на нефтяных месторождениях «Башнефть», «Удмуртнефть» и «Пермнефть» успешно прошла испытание высокопрочная, глубоковысасывающая буровая штанга из новых стальных марок, которая по своей прочности и надежности опережала национальные и мировые стандарты.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

#### Главный редактор

Виктория Юдина

#### Шеф-редактор

Анна Павлихина

#### Ведущий аналитик

Артур Гайгер

#### Журналисты

Александр Власов, Анна Игнатьева,  
Станислав Пархоменко

#### Ответственный секретарь

Татьяна Морозова

#### Дизайн и верстка

Елена Валетова

#### Корректор

Денис Пигарев



#### Издательство:

ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

#### Директор

Ольга Бахтина

#### Отдел рекламы

Александр Боднар  
Дмитрий Аверьянов  
Артем Аракелов

#### Служба технической поддержки

Прибыткин Сергей  
Бродский Алексей

Деловой журнал  
Neftegaz.RU  
зарегистрирован  
федеральной  
службой по надзору  
в сфере массовых  
коммуникаций, связи  
и охраны культурного  
наследия в 2007 году,  
свидетельство  
о регистрации  
ПИ №ФС77-46285

#### Адрес редакции:

127006, г. Москва,  
ул. Тверская, 18,  
корпус 1, оф. 812  
Тел. (495) 650-14-82,  
694-39-24  
www.neftegaz.ru  
e-mail: info@neftegaz.ru

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии  
ООО «АМА-ПРЕСС»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

# КРУПНОГАБАРИТНОЕ И ТОЛСТОСТЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



Диаметр  
оборудования

до 3 400 мм

Толщина  
стенки

до 120 мм

Масса

от 50 до 180 т

Длина

до 36 000 мм



## КУРГАНХИММАШ

Оптимальное решение  
для Вашего бизнеса!

Реализация продукции:

Тел./факс: (495) 651-67-20  
zakaz@td-khm.ru

Тел./факс: (3522) 477 - 489  
info@td-khm.ru

[www.td-khm.ru](http://www.td-khm.ru)



## ПОТРЯСАЮЩАЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

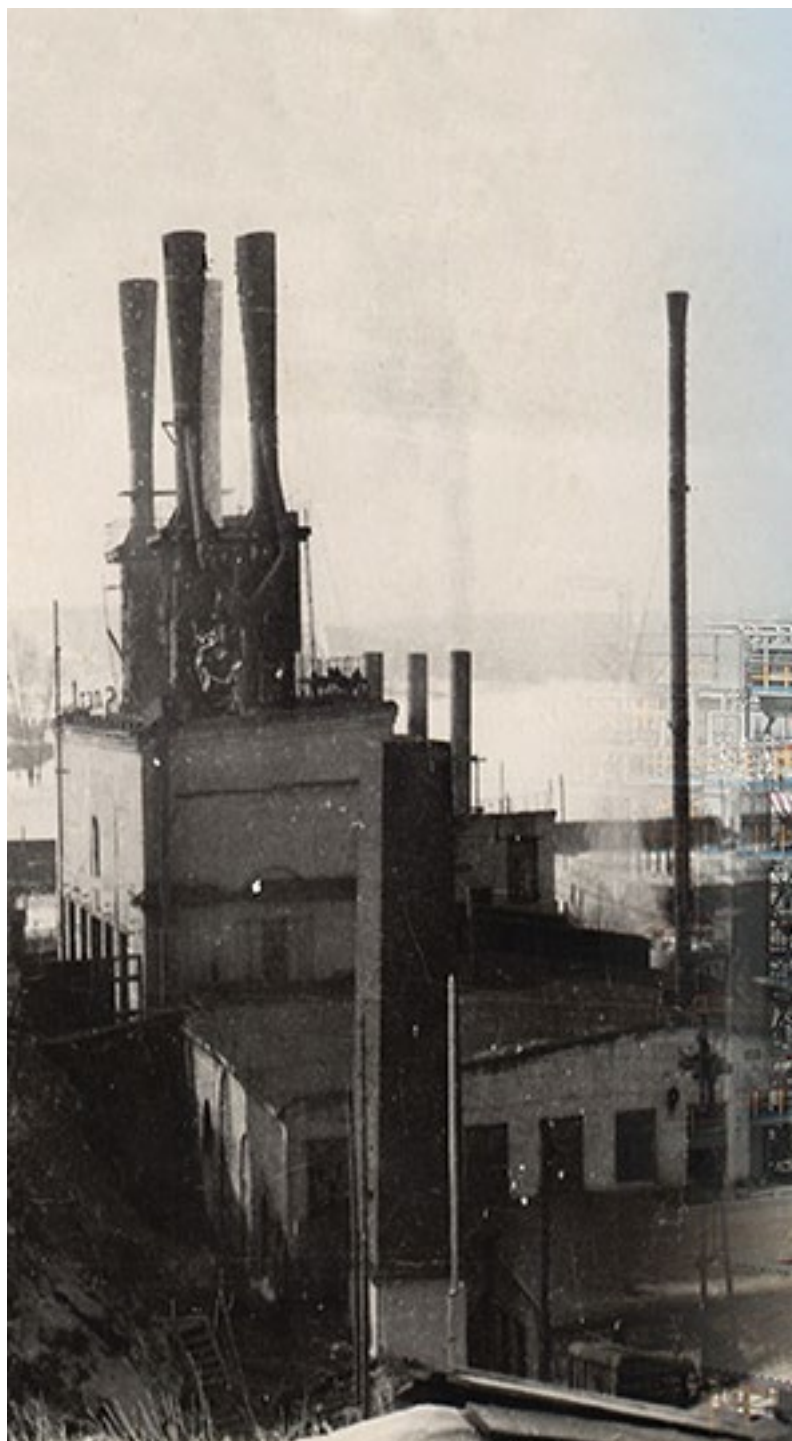
Обычно мы посвящаем эту рубрику наиболее актуальному вопросу. Если пролистать газетные заголовки последнего месяца, то почти в каждом из них можно увидеть слова «Украина» или «Крым». Поэтому о том, насколько важно для России присоединение Крыма с его нефтегазовыми шельфовыми месторождениями, Вы сможете прочитать в каком-нибудь другом издании. Мы же поговорим о том, что потрясло страну в самом прямом смысле

### Анна Павлихина

За блеском победы российских олимпийцев и чудесным образом приросшим черноморским шельфом, в тени, как это обычно и бывает, остались не столь громкие события. Март нынешнего года оказался как никогда богат на происшествия. То там то тут с периодичностью, достойной лучшего применения, взрывались, горели и разливались в реки продукты нефтепереработки.

6 марта горела установка по первичной переработке нефти на Куйбышевском НПЗ Роснефти в Самаре (месяцем ранее у Роснефти случился пожар на Рязанском НПЗ, а в прошлом году тушили НПЗ компании в Комсомольске-на-Амуре). В тот же день на каучуковом заводе в Омске (принадлежит ГК Титан) взорвалась ацетоновая колонна. 14 марта произошел пожар на нефтебазе в Иркутской области. На заводе Нерпа в Мурманской области загорелась утилизируемая атомная подводная лодка, ядерного топлива на АПЛ не было и радиационной угрозы удалось избежать. В результате обвала на Распадской погиб шахтер (в мае 2010 г. при взрыве метана на этой шахте погибли 90 шахтеров и горноспасателей). 25 марта в Свердловской области разлилось дизельное топливо из цистерны товарного состава. А в Оренбургской области сгорело 7 цистерн с нефтью. В Перми произошел разлив нефти на реке Пыж, а в г. Новороссийск горожане жалуются на резкий запах нефтепродуктов...

Глядя на все эти безобразия, РСХ выразил беспокойство промбезопасностью в нефтегазе и отметил, что внедрение новых систем безопасности







возможно только на основе частно-государственного партнерства. Это обусловлено тем, что дополнительные затраты компаний делают их продукцию неконкурентноспособной.

И хотя на наш взгляд безопасность на производстве – это сфера ответственности бизнеса, сложно не согласиться с Союзом химиков в том, что разрабатываемая сегодня Стратегия до 2030 г. должна учитывать мировые тренды в этой сфере.

Но стоит ли так рассчитывать на этот документ? Провал предыдущей стратегии списали на «внезапный» кризис. Он действительно заморозил многие проекты, а некоторые окончательно похоронил, но это – документ с претензией на госплановость, хоть и носящую рекомендательный характер. И разве в нем не должны быть заложены возможные риски? Такое отношение выглядит, как минимум, странным. Только представьте, что было бы, если нечто подобное произошло, например, с планом ГОЭРЛО. При этом, внешнеэкономическую ситуацию тех лет никак нельзя назвать более устойчивой...

На смену Стратегии пришел шестикластерный План-2030, 15-летний разгон предполагает, что спрашивать о достигнутых (или недостигнутых) результатах, скорее всего, будет не с кого, к тому времени, как говорят, «или ишак помрет или падишах».

В решении вопроса промбезопасности следует учитывать и проблему устаревшего парка оборудования.

За 20 лет ничегонеделания в стране не было построено ни одного крупного комплекса «с нуля». Отдельные примеры строительства на «Казаньоргсинтезе», «Нижнекамскнефтехиме», «Газпром нефтехим Салавате» и «Ставролене» проблему не решают. Но не решает проблему и одно лишь понимание проблемы.

Между тем технологии на рынке существуют, но ориентируясь только на западную научно-техническую мысль, Россия всегда будет на шаг позади.

В целом, План-2030, анонсируемый, как глобальный стратегический документ, не несет принципиально новых идей. Идеи глубокой переработки и необходимость увеличения расходов на НИОКР – очевидны, а кластерный принцип лежал еще в основе костандовских проектов. Безусловно, хорошо уже то, что в отрасль пытаются внедрять плановость, но решит ли это вопросы безопасности на предприятиях, мощности которых были построены еще в середине прошлого века?.. ●

# КИТАЙ И РОССИЯ ОБЪЕДИНЯЮТ УСИЛИЯ ПО ЯМАЛ СПГ

6 марта 2014 г. Ямал СПГ сообщил о вступлении в силу Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в сфере реализации проекта Ямал СПГ

## Александр Власов

Соглашение предусматривает создание благоприятных условий для инвестиционного сотрудничества в рамках реализации проекта Ямал СПГ.

Российская сторона закрепляет для проекта параметры стимулирующего налогового режима, включая нулевые ставки налога на добычу полезных ископаемых в отношении природного газа и газового конденсата, нулевые ставки вывозной таможенной пошлины на СПГ и стабильный газовый конденсат, а также освобождение от уплаты налога на добавленную стоимость на импортное оборудование, аналоги которого не производятся в России.

Китай взял на себя обязанность обеспечить приобретение СПГ в объеме не менее 3 млн т/год, а также способствовать предоставлению финансирования проекту со стороны финансовых институтов Китайской Народной Республики.

Срок действия Соглашения – до 31 декабря 2045 г.

В феврале 2014 г. НОВАТЭК закрыл сделку по продаже доли участия 20% в проекте Ямал СПГ китайской CNPC.

Стоимость сделки 3,845 млрд рублей, из которых компания выплатила 775 млн рублей налогов, согласно МСФО. Схема проектного финансирования Ямала СПГ через РФПИ с привлечением иностранного инвестора либо через совместный российско-китайский фонд будет определена в 1-м полугодии 2014 г.

Проект Ямал СПГ предусматривает строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью 16,5 млн т/год СПГ на ресурсной базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (ГКМ).

Доказанные и вероятные запасы газа месторождения составляют 927 млрд м<sup>3</sup>.

Проект реализует Ямал СПГ, акционерами которого являются НОВАТЭК (60%), Тоталь (20%) и CNPC (20%). ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Не секрет, что перерабатывающая промышленность России находится далеко не на первых местах в мире, а дешевая нефть давно кончилась. Ее эффективная добыча требует не только покупки дорогих технологий, но и разработки совершенно новых. Где, учитывая это, искать ключевые точки роста?

### Каковы ключевые точки роста для отрасли?

10%

Высокие переделы

30%

Увеличение глубины переработки

50%

Увеличение коэффициента извлечения ресурсов

10%

Разработка трудноизвлекаемых запасов

Газпром и Роснефть готовы экспортировать нефть и газ за рубли, чем это может обернуться для России и нужно ли это вообще?

### Нужно ли продавать нефть за рубли?

3%

Нет, это увеличит валютные риски и усложнит множество контрактов

8%

Да, Россия обеспечит финансовой системе большую независимость

5%

Нет, чтобы заплатить рублями, надо за доллары купить у России рубли, уплатив комиссию, это бессмысленные издержки, а России придется удешевлять свою продукцию

36%

Да, в перспективе это подорвет гегемонию доллара

3%

Нет, курс рубля не так стабилен, как курс евро, а в торговых расчетах выбор делается в сторону более стабильных валют

8%

Да, это создаст внутренние механизмы экономического роста

5%

Нет, цены на сырье зависят от мировых и рублевый ценник будет привязан к цене доллара

8%

Да, это создаст стимул для монетизации экономики и расширения объема кредитов

5%

Нет, России тоже нужны доллары, чтобы расплачиваться за импортные товары

21%

Это может быть только первый шаг в защиту российской финансовой системы, но нужны будут и новые действия

**АНИКРОН Т-07**

- Ток возбуждения до 500 А
- Напряжение возбуждения до 300 В
- Габаритные размеры 806 × 852 × 2135
- Масса 350 кг

**АНИКРОН ТМ-03**

- Ток возбуждения до 500 А
- Напряжение возбуждения до 230 В
- Габаритные размеры 606 × 652 × 1935
- Масса 200 кг

**АНИКРОН Б-04**

- Ток возбуждения 7 (16) А
- Напряжение возбуждения до 60 (150) В
- Габаритные размеры 606 × 652 × 1935
- Масса 180 кг

**АНИКРОН ТМ-03 Б**

- Ток возбуждения до 18 А
- Напряжение возбуждения до 80 В
- Габаритные размеры 606 × 652 × 1935
- Масса 200 кг

**ТРИТОН-6**

- Габаритные размеры: 400 × 350 × 180 мм
- Вес прибора без соединительных проводов: 5,5 кг



## Цифровые регуляторы возбуждения АНИКРОН® для синхронных электродвигателей

Цифровые регуляторы АНИКРОН предназначены для питания обмоток возбуждения, управления и регулирования тока возбуждения при прямом и реакторном пуске, синхронной и аварийной работе синхронных электродвигателей, снабженных щеточной или бесщеточной системой возбуждения.

### Статические (щеточные) и бесщеточные системы возбуждения АНИКРОН:

- Усовершенствованная система контроля изоляции ротора
- Широкий спектр алгоритмов защит
- Безотказная работа в диапазоне питающих напряжений от 40 до 20% от номинальных значений
- Ведение журнала событий и осциллографирование работы двигателя
- Наличие двух независимых, идентичных и взаимозаменяемых блоков регулирования
- Функция имитации включения двигателя в предпусковой период
- Работают с системами плавного пуска, частотного регулирования, АСУ ТП
- Продвинутые комплексные алгоритмы управления
- Средняя наработка на отказ более 400 000 часов
- Срок эксплуатации 15 лет

**ООО НПО «Цифровые регуляторы» более 10 лет разрабатывает, изготавливает, устанавливает и обслуживает цифровые регуляторы возбуждения АНИКРОН для синхронных электродвигателей.**

Также предлагаем вам:

- источники переменного тока и трехфазного напряжения ТРИТОН-6;
- услуги электролаборатории;
- энергоаудит промышленных предприятий и общеобразовательных учреждений;
- шеф-монтаж, монтаж, пусконаладку и ремонт оборудования;
- проведение проектно-исследовательских работ;
- модернизацию систем возбуждения;
- поставку запчастей;
- дистанционную поддержку и консультирование;
- бесплатное обучение персонала эксплуатирующих организаций.

Вся продукция и услуги сертифицированы. Компания имеет разрешение на проведение работ на опасных и особо опасных объектах.

## Включил и забыл!

ООО НПО «Цифровые регуляторы», 630058, г. Новосибирск, Бердский тупик, 1, тел./факс: (383) 306 30 50, 306 30 04, cr@crvd.ru [www.anikron.ru](http://www.anikron.ru)



*Персонажи*

*Григорьев*

*Сурдин*

*Миллер*

*Трес*

*Лисин*

*Медведев*

*Артемьев*

*Алексеев*

*Дворкович*

*Сечин*

*Абрамович*



*Герман Оскарович Трес*

Прошел службу в войсках спецназа МВД

В 1997 г. вице-губернатор Санкт-Петербурга

Основной лоббист вступления России в ВТО

Герман Оскарович Греф родился 8 февраля 1964 г. в семье этнических немцев в Казахской ССР.

В 1990 г. окончил юридический факультет Омского государственного университета, где и остался преподавать. В 90-х гг. будучи аспирантом юридического факультета Ленинградского университета знакомится с мэром Санкт-Петербурга А. Собчаком и будущим президентом РФ В. Путиным. В 1994 г. стал директором департамента недвижимого имущества комитета по управлению государственным имуществом (КУГИ) Санкт-Петербурга, который возглавил в 1997 г.

В августе 1998 г. Г. Греф переезжает в Москву и занимает должность первого заместителя министра госимущества РФ. В январе 2000 г. он возглавил Центр стратегических разработок, где был разработан план долгосрочного развития России, который лег в основу социально-экономических программ, создаваемых Минэкономразвития, после того как 18 мая 2000 г. Г. Греф возглавил это министерство.

На состоявшихся 26 марта 2000 г. выборах президента России победил В. Путин. При формировании правительства Г. Греф был приглашен на созданную специально для него должность министра

экономического развития. 18 мая указом президента Министерство торговли РФ и Министерство экономики РФ были объединены в Министерство экономического развития и торговли РФ, которое возглавил Г. Греф. Также в разное время он являлся членом совета директоров госкомпаний («Газпром», РАО «ЕЭС России», ОАО «Аэрофлот—Российские авиалинии», ОАО «Международный аэропорт «Шереметьево», «Связьинвест».)

24 февраля 2004 г. правительство М. Касьянова было отправлено в отставку. В начале марта было сформировано первое правительство Фрадкова, в котором Г. Греф занял прежнюю должность, но 12 сентября 2007 г. по просьбе премьер-министра президент подписал отставку правительства и Г. Греф покинул свой пост.

Свою отставку он отметил тем, что сбрил бороду, пояснив это так: «Я просто многое в своей жизни меняю, начиная с работы. Просто новый жизненный этап начинается».

Восемь лет работы Г. Грефа на посту министра характеризуются существенным продвижением переговоров по вступлению России в ВТО, частичным возвратом к плановой экономике, ростом промышленного производства и новым витком инфляции.

Став в 2007 г. главой Сбербанка, Г. Греф обещал доказать, что «слоны умеют танцевать» и обязал топ-менеджмент перед совещаниями по субботам посещать корпоративный

спортивный зал и бассейн. Другим серьезным начинанием Г. Грефа стал дорогостоящий ребрендинг Сбербанка, целесообразность которого в условиях финансового кризиса вызвала волну возмущения в СМИ. Кроме того, будучи сторонником идеи приватизации госбанков, Г. Греф выступает за сокращение доли ЦБ в уставном капитале.

В 2013 г. Г. Греф занял 5-ю строчку в списке Forbes в числе самых дорогих менеджеров России (в 2006 году, будучи министром, возмущался, что российские миллиардеры, заработавшие состояния на корпоративных захватах, «вместо того чтобы находиться в местах не столь отдаленных, находятся на высших местах в рейтинге журнала Forbes»).

А двумя годами ранее он был отмечен тем же журналом в качестве одного из самых чудаковатых и эксцентричных российских деятелей. Известный тягой к эффектным мероприятиям свое второе бракосочетание он организовал в тронном зале Петергофа, а на одной из корпоративных вечеринок выехал к гостям на коне в костюме гусара. В целом же коллеги характеризуют его как человека гордого, вспыльчивого и не всегда сдержанного, который, впрочем, весьма последователен в своей приверженности идеалам рыночной экономики и либерализма.

11 марта 2014 г. Г. Греф избран председателем общественного совета при Минэнерго РФ. ●



Новое назначение

События

Южный поток

Приросли

Поглощенные компании

Вторая ветка ВСТО

Черноморским шельфом

Морги на бирже

Обвал рынка акций

Циклы на газ

Продажа квот

18 марта Президент РФ В. Путин, глава правительства Крыма С. Аксенов, спикер крымского парламента В. Константинов и глава Севастополя А. Чалый подписали договор о включении Крыма и Севастополя в состав России. Т.о. Россия получила богатейший континентальный шельф с нешуточными запасами углеводородов. Разведанные запасы газа в Черном и Азовском морях у побережья Крыма составляют почти 2 трлн м<sup>3</sup>, а нефти – более 430 млн т.

17 марта 2014 г. парламент Крыма объявил имущество Черноморнефтегаза, Укртрансгаза и Феодосийского предприятия по обеспечению нефтепродуктами расположенное в Крыму, собственностью региона.

На территории Крыма распространены 2 крупные нефтегазоносные области:

- Причерноморско-Крымская отчасти расположена на континентальном шельфе Чёрного моря (Одесское месторождение как раз находится здесь, равно как и Безымянное месторождение) на её территории обнаружено 23 месторождения (2 нефтяных, 9 газоконденсатных, 12 газовых).

- Индоло-Кубанская нефтегазоносная область – нефтегазоносная область Крыма, расположенная на территории Ленинского района и прилегающего севернее шельфа.

Ранее она входила в состав Южного нефтегазоносного региона Украины, теперь – России.

Черноморнефтегаз добывает 1,65 млрд м<sup>3</sup>/год газа. Свой интерес уже продемонстрировал Газпром.

Бывший зампред правления В. Печун даже заявлял, что Черноморнефтегаз может стать структурным подразделением Газпрома. А кроме Роснефти и Газпрома, вероятно, никто и не будет допущен к Черноморнефтегазу.

Сегодня компания разрабатывает 3 месторождения в Азовском море и 4 в Черном море, а также 1 нефтяное месторождение.

19 марта 2014 г. замглавы Минрироды РФ Д. Храмов заявил, что участки недр на шельфе Крыма могут получить статус федеральных. Согласно Закону «О недрах», месторождения федерального значения могут разрабатывать только компании с долей участия государства 50%. С учетом того, что

Зарубежнефти их вряд ли отдадут, остается только Газпром.

Общий объем запасов Черноморнефтегаза 66 млрд м<sup>3</sup> газа и 22 млн т нефти. Перспективные залежи 73 млрд м<sup>3</sup> газа и 51 млн т нефти.

Но если Газпром купит Черноморнефтегаз, а он его скорее всего купит, то для него это приобретение составит всего 0,5% дополнительной добычи и запасов. Но главный интерес Газпрома, конечно, состоит в другом.

Если МГП Южный поток пройдет через Крым, то протяженность самого дорогостоящего – морского участка МГП уменьшится в 2 раза и стоимость газопровода может уменьшиться на 20 млрд долл США. Что бы не говорили европейцы, но их интерес к МГП Южный поток очевиден. Это самый ближайший, запускаемый в эксплуатацию МГП, из строящихся трубопроводных газопроводов. Маловероятно, что к этому времени в ЕС построят достаточное количество СПГ-терминалов для поставки сланцевого газа, к примеру, из США. МГП Южный Поток будет введен в декабре 2015 г. Альтернативы ему в 2016 г. просто нет. ●

# КАКОЕ БУДУЩЕЕ ЖДЁТ РОССИЙСКИЙ НЕФТЕСЕРВИС?

Для поступательного развития нефтегазовой индустрии важно понять, где находится нефтесервисная отрасль сегодня, и какая судьба ждёт ее завтра. Каковы основные тенденции и вызовы, стоящие перед этим сегментом промышленности сегодня?



**Камиль Закиров,**  
генеральный директор  
нефтесервисного холдинга  
«Башнефть-Сервисные  
Активы»

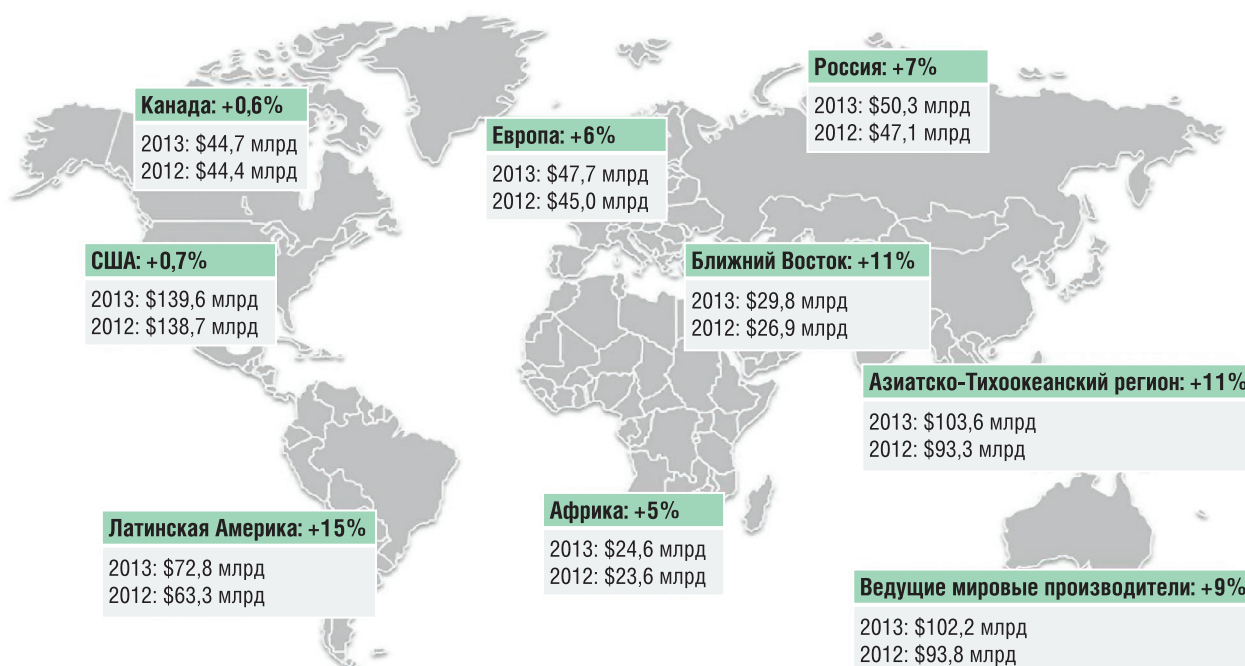
## Рынок растёт

Нет ни одного крупного нефтесервисного рынка в мире, где сейчас наблюдалось бы падение. В том числе и на одном из крупнейших мировых рынков – российском. Как по видам деятельности, так и по механосервису и динамике бурения мировая индустрия после падения 2009 года показывает рост. По всем направлениям мы видим оптимистичные прогнозы.

Российский сегмент нефтесервиса показал торможение в 2008 году, резкое падение в 2009, потом период возврата вверх, и с 2012 года мы твёрдо стоим на ногах. Аналитики и инвестбанкиры в своих

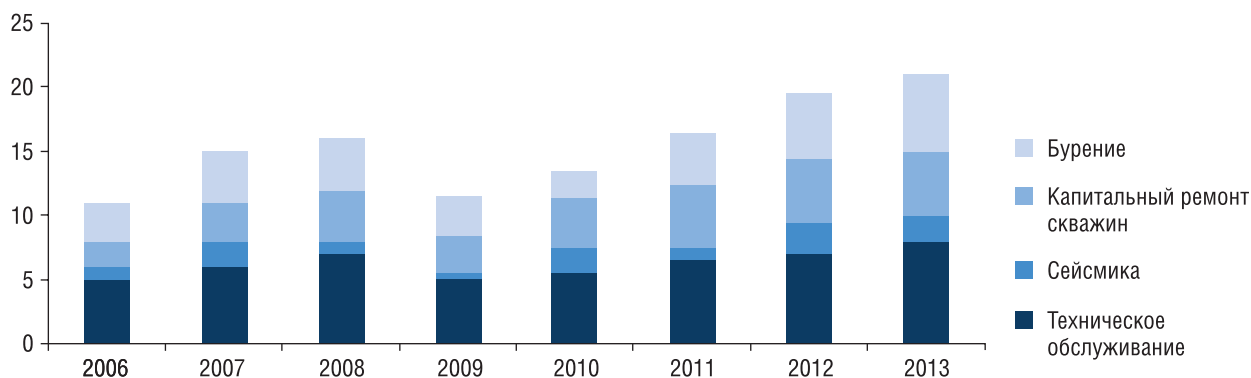
прогнозах на период до 2017 года сходятся в том, что по всем видам деятельности в нефтесервисе ожидается только рост. Рост бурения будет поддерживаться вводом новых месторождений, разработкой нетрадиционных видов углеводородов, прежде всего сланцев, а также началом арктического бурения, которого ждёт рынок. Вообще развивается шельфовое бурение – помимо упомянутой Арктики это дальневосточный шельф, каспийские проекты, в перспективе Чёрное море. Растёт из года в год средняя глубина скважины по России, усложняются конструкции. Что же касается прогноза по мировому рынку, то можно с

Состояние мирового рынка нефтесервисных услуг

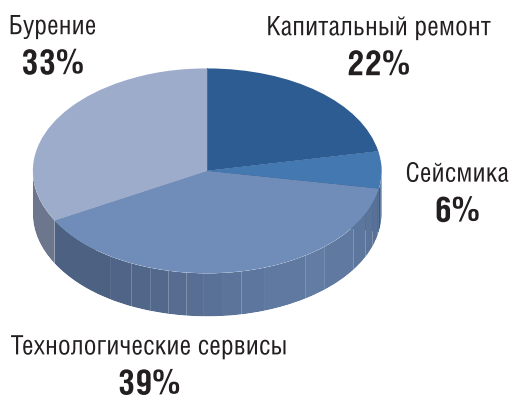


Источник: Wall Street Research; рыночные данные на 01.01.2013

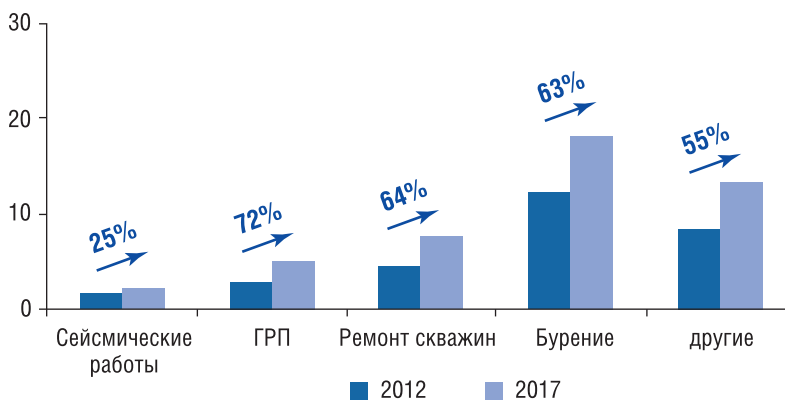
Объемы нефтесервисного рынка, млрд. долл.



Объемы рынка 2013 г. (прогноз)



Прогноз динамики объемов рынка, млрд. долл.

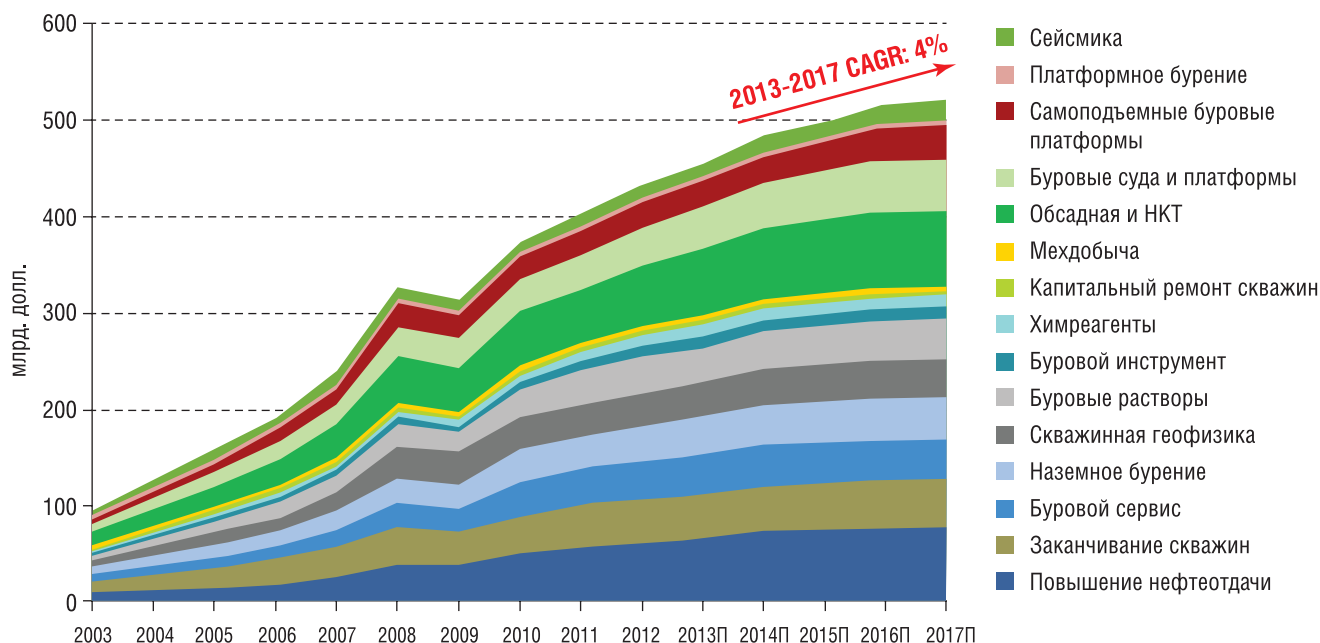


уверенностью говорить о том, что в ближней перспективе количество добываемых углеводородов будет только расти. Нет ни одной весомой причины для падения. Соответственно будут расти и расходы на нефтесервисные услуги.

Если же рассмотреть динамику изменения цен на нефть, то можно констатировать: цена колебалась и раньше, колеблется сейчас, несмотря на некоторую стабилизацию, также будет и завтра. Но на нефтесервисную

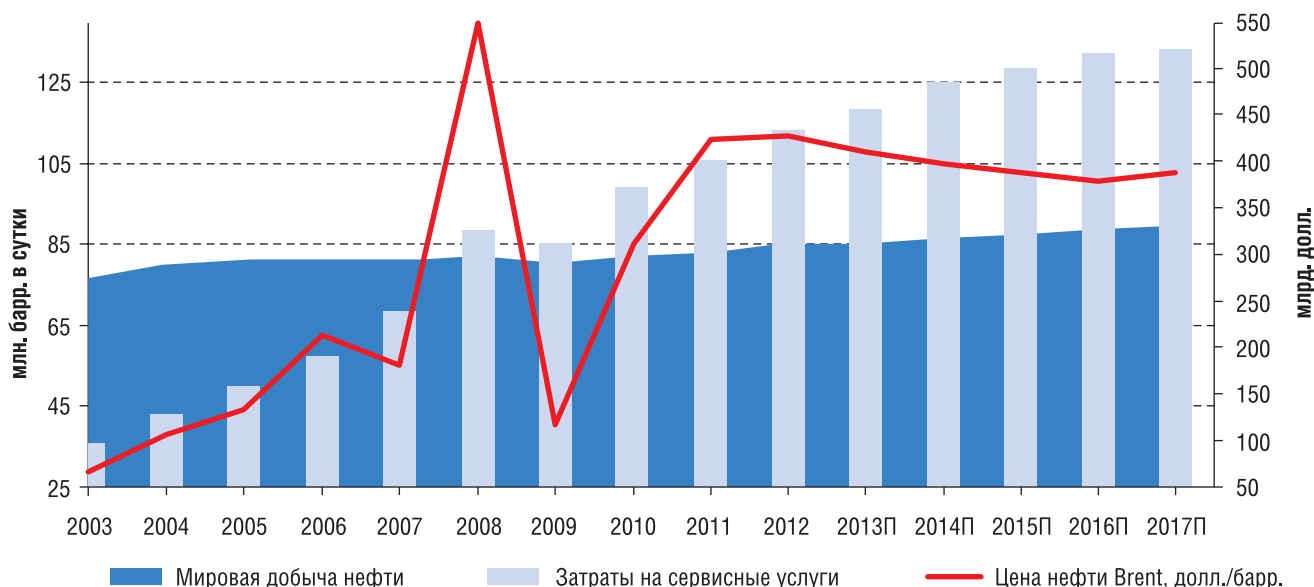
индустрию эта цена влияет довольно опосредованно. В первую очередь колебания ударяют по нашим заказчикам, затем они коррелируются налоговыми инструментами, а также стратегическими запасами

Затраты мировых нефтяных компаний на сервисные услуги растут



Источник: Wall Street Research, American Petroleum Institute; рыночные данные на 01.01.2013

Затраты на услуги сервисных компаний растут при консервативном прогнозе цен на нефть



углеводородов, которые есть у всех крупных стран. Эти меры позволяют гасить негативные воздействия на краткосрочном отрезке времени.

В то же время мировой индустрии постоянно требуется определенное количество нефти, и с каждым годом это требует всё больших средств, которые тратятся непосредственно на нефтесервисные услуги. В итоге наше будущее выглядит очень оптимистично.

### Что нас ждёт?

Сегодня отрасль находится в фазе стабильного развития. После встряски последних лет ситуация, наконец, нормализовалась.

Де-факто состоялся развод добывающей и сервисной ветвей в России. Есть ещё отдельные примеры сопротивления рыночной тенденции – «Сургутнефтегаз», «Роснефть», но в основном этот грамотный и нужный водораздел произошёл. И это правильно – у нас разные задачи, разные драйверы развития, мы попросту лучше работаем в обособленном состоянии.

Также к положительным моментам необходимо отнести начавшийся, наконец, не на словах, а на деле процесс технического перевооружения. Ежегодно растёт количество закупаемых новых буровых станков, переоснащение идёт по всем направлениям.

Появились пусть единичные, но реальные попытки заглянуть за горизонт, прекратить практику жить сегодняшним днём. Развиваются новые технологии, происходит географическое расширение. Скорость бурения и строительства скважин увеличивается, хотя только этого недостаточно.

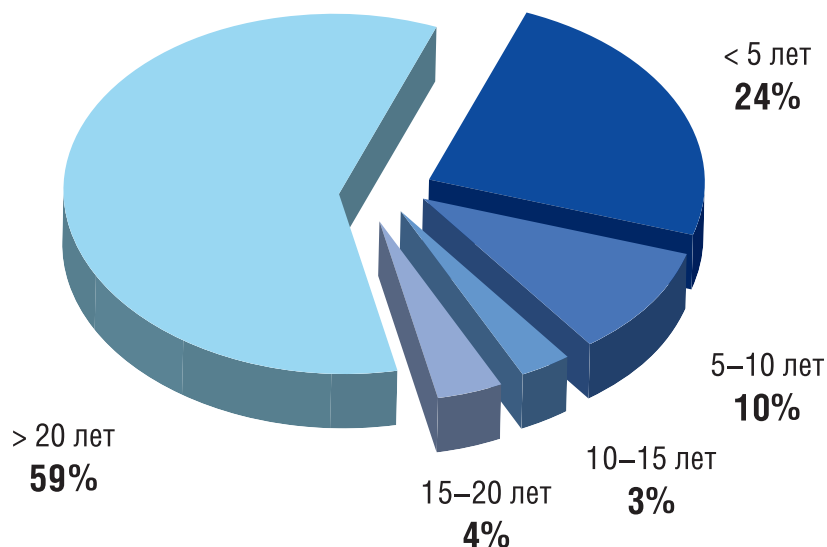
Россия традиционно отстаёт от мировых тенденций в таких сферах, как усложнение конструкций скважин – горизонт, сложные компоновки, интеллектуальное заканчивание. Необходимо повышение надёжности и эффективности механизированной добычи. Не стоит ждать, когда этого станет требовать заказчик.

4 года подряд объёмы мирового бурения растут. Количество пробуренных скважин в 2013 г. (прогноз)

Регион	↓↑	Динамика, %	Кол-во скважин
Россия	↑	3,2 %	9 456
США	↑	5,2 %	47 053
Южно-Тихоокеанский регион	↑	7,7 %	309
Канада	↑	7,5 %	11 510
Южная Азия	↑	5,0 %	499
Африка	↑	3,8 %	1 610
Мексика	↑	3,5 %	1 233
Восточная Европа	↑	3,3 %	529
Дальний Восток	↔	0,4 %	26 509
Ближний Восток	↔	0,2 %	3 291
Всего в мире	↑	2,8 %	58 637
Береговой шельф	↑	8,4 %	3 315



Возраст парка российских буровых установок



Участники отрасли сегодня в основном занимаются редактированием технологий, придуманных в 30–40–50-е годы.

Их улучшают, подкручивают, но ничего кардинально нового не придумывается. Нужно двигаться в сторону компактности и надёжности. Завтрашнюю конкурентоспособность будет определять мобильность сервиса. Оборудование должно легко перебрасываться с одного месторождения на другое, легко устанавливаться, спокойно и надёжно долго работать в автономном режиме. Не стоит забывать и об экологической безопасности. Сегодня не

позволительно загрязнять экологию. Нас легко могут попросить на выход, расчистив поле более экологически ответственным игрокам.

Всё активнее развивается добыча нетрадиционных видов углеводородов. Несколько лет Россия делала вид, что их не существует. Затем уверяла мир, что нам этого не надо, у нас всё хорошо и так. Сегодня признано уже и нами, что это важный ресурс, мы обязательно будем развивать это направление. В отрасли есть отрядные примеры – «Татнефть» много лет занимается тяжёлыми песками и битумными месторождениями, «Газпром

нефть» активно взялась за эту тему. Но надо честно признать – нефтесервисная индустрия России не готова. Мы сосредоточились на традиционных разведке и методах разбуривания и упустили новые интересные технологии, которые активно развиваются во всём мире. Нефтяники вынуждены использовать только импортные продукцию и технологии, а мы теряем доход и рыночную долю.

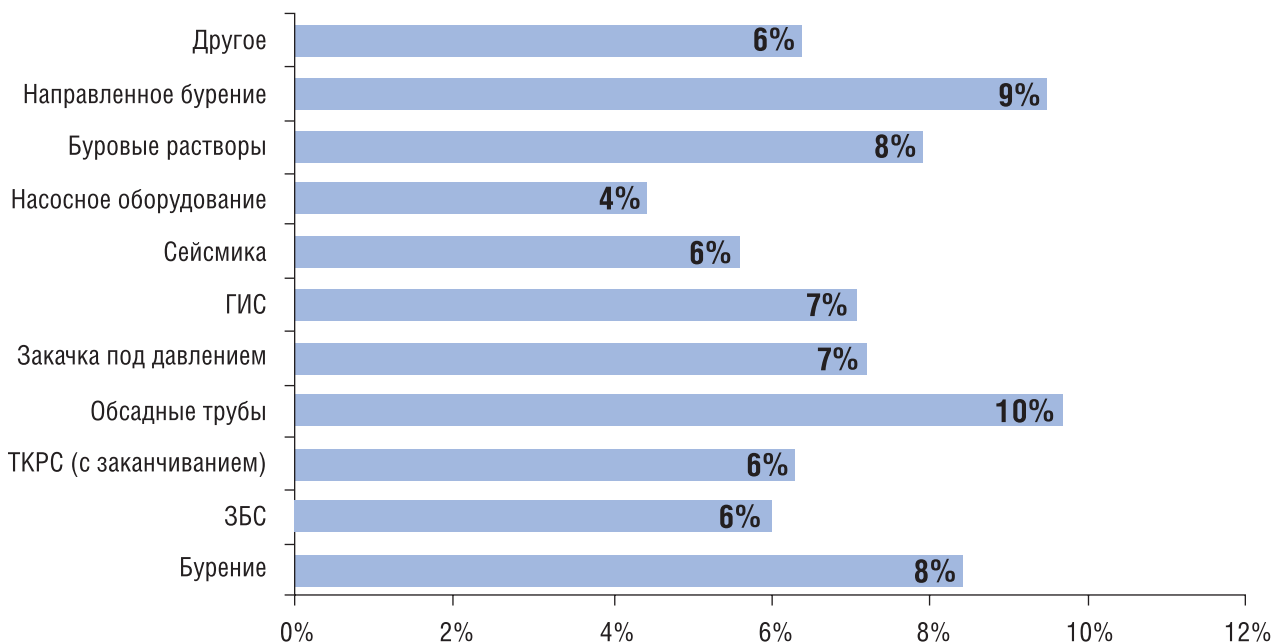
Следующая тенденция, которую стоит отметить – увеличение масштабов. Заказчик серьёзно укрупнился, в том числе в связи с усложнением задач нефтегазовой индустрии. Запасы сложной извлекаемые, месторождения располагаются всё дальше от традиционных мест добычи, осваивается морской шельф. Способен ли разобщённый нефтесервис качественно реагировать на требования заказчика? Очевидно, что нет. Думаю, в ближайшие годы в отрасли будет наблюдаться консолидация, создание игроков, способных обслуживать очень крупные проекты нефтяников. И это тоже хорошая новость, потому что у крупных компаний больше возможностей заниматься инвестированием в науку, в новые технологии.

Вопросы финансирования на сегодня не стоят так остро, как раньше, деньги на рынке есть. Кредитные, лицензионные, арендные ставки уже не

Бурение, поддерживаемое зрелыми месторождениями и Арктическим ростом



Среднегодовые темпы прироста основных сегментов рынка в 2013–2018



устремляются в небо. Финансовые институты борются между собой за право нас обслуживать, есть возможность пользоваться ресурсами и инструментами мирового масштаба. Этим можно и нужно пользоваться.

## Основные вызовы и проблемы

Скупают ли всех иностранцы? Это традиционные страхи. Да, на российском рынке серьёзно закрепились такие ведущие компании как «Шлюмберже» и «Везерфорд». Но это единичные случаи правильно сориентировавшихся в местных реалиях западных компаний. В то же время двери открылись и в другую сторону, никто не запрещает и не мешает нам осваивать мир. И практика показывает – российским компаниям это вполне под силу! Несколько примеров: в механизированной добыче предприятия «Борец» и «Новомет» имеют действительно международный масштаб, за их технологиями охотятся глобальные конкуренты, потому что по многим направлениям они вырвались далеко вперёд. Другой позитивный пример – Трубная металлургическая компания. Активно развивается бизнес, освоен сегмент премиальных резёв, только в США купили 10 заводов. Ещё один любимиц биржевых и инвестиционных аналитиков, «Буровая компания «Евразия»,

из года в год показывает замечательные финансовые результаты, развивается технологически. На сегодняшний день это 100% конкурент глобальных мировых игроков.

Одна из основных проблем нефтесервисной индустрии сегодня – кадровая. В нефтяном машиностроении и нефтесервисе трудится в разы больше персонала, чем в нефтегазовых компаниях. Нам нужны молодые образованные специалисты. Но у молодёжи, идущей сегодня в «нефтянку», смещены ориентиры. Преобладают два вида мотивации: «у меня все в семье нефтяники» и «здесь много платят». Половина этих студентов по окончании не будут работать в нашей отрасли, они идут за знаковым образованием. А те, кто приходят без опыта работы, хотя с первого дня работы заоблачные зарплаты. Необходимо добиться того, чтобы в отраслевые вузы и колледжи шли люди, которым интересно, а не потому, что родители велели. Требуется большая работа, прежде всего со стороны университетов, вопрос уже стоит очень остро. Учебники написаны в 60-80-х годах, а все мы знаем, как быстро сегодня развиваются технологии. Обучение во многом оторвано от реалий, вчерашнего студента приходится обучать заново. Однако в одиночку учебные заведения не справятся, и добывающие и сервисные компании должны подключиться к процессу и помочь.

Ещё один большой вопрос – удержание персонала. Чем больше мы его развиваем и обучаем, тем более капризными становятся люди, тем больше смотрят на сторону. Необходимо добиваться такой ситуации, когда человеку было бы интересно работать, чтобы перед глазами всегда был потенциал развития. Наша цель – создать такую перспективу и предоставить возможности для самореализации.

Очередной проблемный вопрос – охрана труда и промышленная безопасность. Как бы участники отрасли ни говорили, что занимаются техникой безопасности, следует признать, что на самом деле либо ничего не делается, либо делается формально. Во многих случаях даже при наличии действующей системы контроля качества персонал не понимает её ценности, для сотрудников это лишняя головная боль, дополнительная отчётность. А ведь вопросы управления системами качества напрямую влияют на экономику предприятия. Нужно уходить от формального подхода – выдали кипу бумажек, распишись и сними с работодателя ответственность.

В заключение: рынок большой, места хватит на всех. Не нужно бояться конкуренции, лучше учить английский язык и расширять географию присутствия на весь мир, а также упреждать запросы клиентов. Те, кто научится видеть стратегически будущее, останутся в бизнесе. ●



15-я международная выставка

# НЕФТЕГАЗ



**26—29 мая 2014**

**Оборудование и технологии  
для нефтегазового комплекса**

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),  
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ»  
в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание»,  
«Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники  
рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей  
в соответствии с международными правилами



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

# ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

# ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ  
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

**26–28 мая**

[www.enercon-ng.ru](http://www.enercon-ng.ru)

# КАК ОПТИМИЗИРОВАТЬ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ? Существующие типы установок ОРЭ, ВСП



**Борис Аристов,**  
Первый заместитель директора  
по развитию производства –  
главный инженер,  
ООО «УК «Система-Сервис»

Одновременно-раздельная эксплуатация применяется для повышения технико-экономической эффективности разработки, что достигается за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту. Какие существуют типы установок, для повышения эффективности бурения?

отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин сокращает объемы бурения.

Существуют различные схемы однолифтовых и двухлифтовых установок для осуществления ОРЭ объектов. Многие добывающие и производящие нефтяное оборудование компании занимаются разработкой такого оборудования. В большинстве своем это варианты конструкций с использованием

штуцеров, а также схемы сдвоенных и дифференциальных насосов. Рассказ обо всех технологиях займет значительное количество времени.

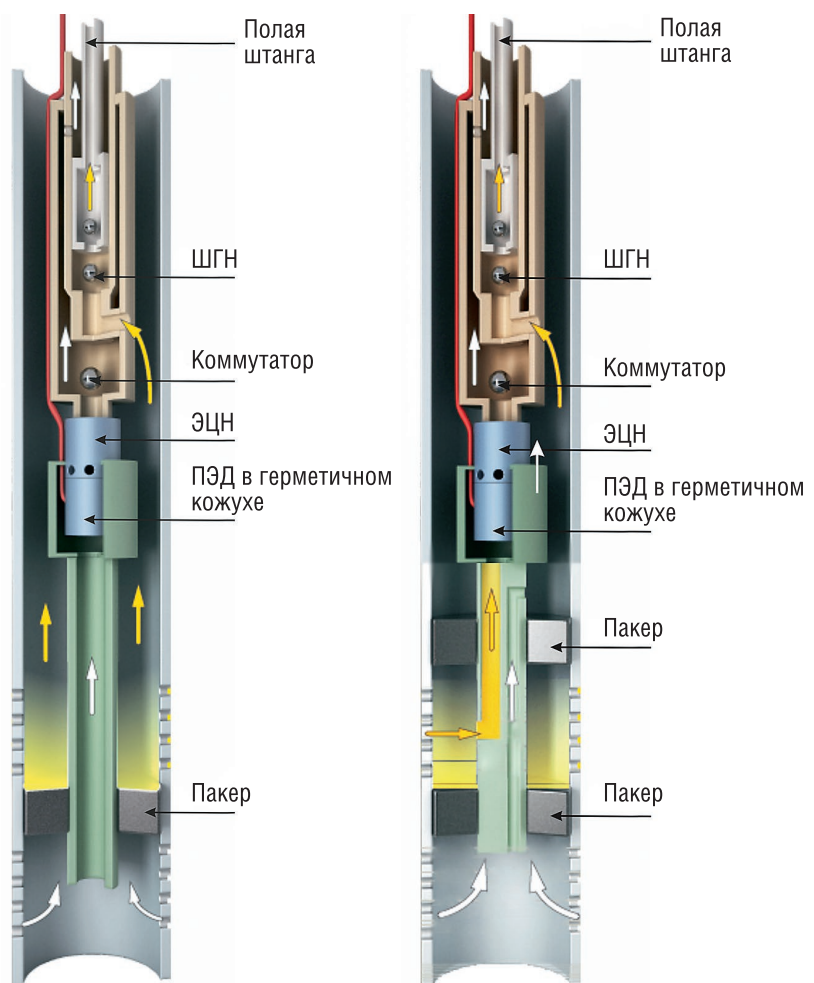
Остановимся на установках, которые изготавливаются в ООО «УК «Система-Сервис». В 2007 году были разработаны установки, в которых продукция нижних пластов добывается погружным электроцентробежным насосом (ЭЦН), а верхних – глубинным штанговым насосом (ШГН),

Сегодня, для сокращения объемов бурения за счет использования ствола одной скважины, одновременной эксплуатации объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей, а также для повышения рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки, применяют установки одновременно-раздельной эксплуатации.

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Этот метод предназначен для одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной.

Их применение повышает рентабельность отдельных скважин за счет подключения к ним других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Использование ствола одной скважины и организация одновременного (совместного)





так называемая установка ОРЭ ЭЦН-ШГН.

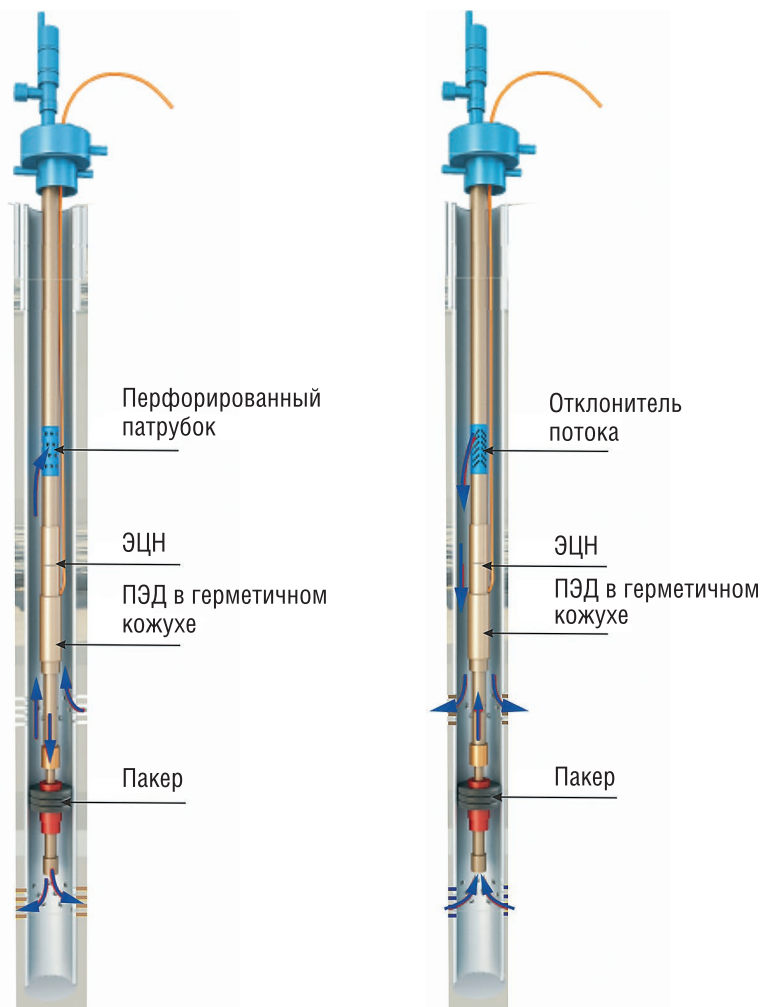
В разработанной установке кожух надет только на погружной электродвигатель и замыкается на входном узле центробежного насоса. Такая конструкция не оставляет места для скопления газа. Если весь насос поместить в кожух, то выше входного узла скапливается газ, который при прорыве может сорвать подачу насоса. Здесь газ проходит через входное устройство и выходит на поверхность. Продукция нижнего пласта через кожух попадает во входной узел и насосом перекачивается в колонну НКТ.

Продукция верхнего пласта добывается штанговым насосом. В данной схеме продукция смешиваются, но это не препятствует получению всей необходимой информации: датчик ТМС, которым оснащен двигатель, позволяет замерять забойное давление у нижнего пласта. Забойное давление у верхнего пласта определяется по уровню, а дебит и обводненность продукции определяются остановкой одного из насосов.

Если продукция пластов не допускает смешения, то применяется установка с раздельным подъемом. В этой установке продукция верхнего пласта поднимается по полым штангам. Это необходимо в случае, когда например нижний пласт девонский, а верхний пласт – карбонатный, с сероводородом.

Также разработаны установки, в которых продукция нижних пластов добывается с цельными штангами и смешением добываемого флюида, другая с полыми штангами и раздельным подъемом продукции, а верхних – (ЭЦН).

По тому же принципу ЭЦН с ПЭД в кожухе были разработаны схемы внутрискважинной перекачки воды (ВСП), которые позволяют в отсутствии или большом удалении системы ППД организовать поддержание пластового давления на небольших площадях, сэкономяв на бурении скважины, в установке наземного насосного оборудования, на наземных коммуникациях. Задачи решаемые данной технологией – перекачка пластовой воды из водоносного пласта в разработываемый нефтеносный пласт.



### В состав установок входят:

- Пакер;
- ПЭД с ТМС в кожухе;
- ЭЦН;
- Отклонитель потока

### Установка ВСП может изготавливаться в следующих исполнениях:

Однолифтовая – для внутрискважинной перекачки подземных вод из нижнего пласта в верхний;

Однолифтовая – для внутрискважинной перекачки подземных вод из верхнего пласта в нижний

Для определения достоверной информации по объему перекачиваемой жидкости применяются либо геофизический расходомер, наземный расходомер или расходомер с ТМС.

В настоящее время на объектах ОАО «Татнефть» с участием

ООО «УК «Система-Сервис» технология ОРЭ ЭЦН-ШГН внедрена и эксплуатируется более чем на 250 скважинах, включая 24 с раздельным подъемом продукции по полым штангам. Оборудование для внутрискважинной перекачки внедрено на 27 скважинах. Имеется полный комплект разрешающих документов на данные технологии.

Преимущества этих схем – это простота реализации, регулируемость дебитов, информативность.

Специалисты компании готовы изготовить и поставить оборудование для ОРЭ, ВСП под скважины-кандидаты на месторождениях заказчика, осуществить его внедрение и дальнейшее обслуживание. ●



[www.sistemaservis.ru](http://www.sistemaservis.ru)  
 тел/факс: +7 (553) 31-85-61;  
 37-00-85  
 e-mail: [sale@epu.tatneft.ru](mailto:sale@epu.tatneft.ru)

# ОСОБЕННОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

**Марат Нухаев,**  
к. т. н.,

**Олег Журавлев,**  
к. ф-м. н.,

**Роман Щелушкин,**  
к. ф-м. н.,  
ООО «ВОРМХОЛС»,

**Олег Андрианов,**  
**Алексей Володин,**  
**Владислав Сорокин,**  
ОАО «Тяжпрессмаш»

Российские нефтегазовые компании в последнее время интенсивно осуществляют разработку месторождений с использованием систем горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины позволяют увеличить площадь контакта пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месторождению. В некоторых случаях преимущественное использование горизонтальных скважин связано с технологическими факторами (разработка нефтяных оторочек и других месторождений с контактными запасами), в других – с экономическими (оффшорные проекты, удаленные месторождения). Несмотря на существенное развитие технологий бурения (на данный момент существует возможность бурить скважины с большим отходом от вертикали и значительной проходкой по пласту-коллектору), все еще существует довольно широкий спектр вопросов, связанных со строительством и заканчиванием горизонтальных скважин. К таким вопросам относятся контроль выноса песка, использование заколонных

пакеров в компоновках, выбор и правильное применение устройств контроля притока, оборудование заканчивания для разработки месторождений с контактными запасами.

## Контроль выноса песка с помощью противопесочных проволочных фильтров

Больше 90% скважин в мире проведены в терригенных коллекторах, большая часть которых характерна значительным выносом песка. Некоторым карбонатным месторождениям также присущи проблемы, связанные с выносом мехпримесей. Вынос песка из скважины при добыче влечет за собой массу самых разнообразных проблем, связанных не только с необходимостью выделения песка из продукции на промысловых объектах и его последующей утилизацией, но и эрозией подземного и устьевого оборудования, потерей контроля за работой скважины. Если в результате пескопроявления выходят из строя лифтовые трубы или компоновка низа ствола скважины, то это может привести не только к снижению добычи, но и к потерям, связанным с неоправданно высокими затратами на резку бокового ствола или повторного бурения скважины.

Если для вертикальных или наклонно-направленных скважин спуск обсадной колонны в интервал пласта, последующие цементирование и перфорирование (с учетом выбора интервала перфорации, ориентации, плотности и фазировки зарядов) может быть решением проблемы, то для горизонтальных скважин оптимальным вариантом решения проблемы пескопроявления (с учетом затрат на строительство) является установка скважинных противопесочных фильтров. Несмотря на большое разнообразие различных конструкций фильтров,

в последнее время наметилась четкая тенденция использования фильтров с проволочной обмоткой при строительстве горизонтальных скважин. Подтверждением может служить использование данного вида фильтров на морских проектах на Сахалине, Каспийском море, месторождениях в Восточной Сибири. Российским технологическим лидером в производстве проволочных противопесочных фильтров является ОАО «Тяжпрессмаш». Такие особенности при производстве фильтров как применение проволоки специального профиля (специальное сечение стимулирует вынос мелких частиц и очищение прифильтровой зоны от шлама и мелких фракций), а также способ навивки проволоки на опорные стержни каркаса со сваркой в каждой точке контакта (что значительно повышает прочность конструкции) сделали проволочные фильтры ОАО «Тяжпрессмаш» конкурентноспособней зарубежных аналогов. Одним из преимуществ данных фильтров является возможность, в случае необходимости проведения технологических промывок при спуске компоновки в скважину, герметизации перфорационных отверстий защитными колпачками. Это исключает возможность засорения внутренней поверхности фильтроэлемента. После завершения процесса строительства скважины во внутренний проходной канал колонны опускается бурильное оборудование с долотом подходящего диаметра, при помощи которого разрушаются герметизирующие колпачки. Для защиты фильтроэлемента от повреждения, в момент спуска компоновки в горизонтальные скважины, на корпус фильтра устанавливаются жесткие прямоточные центраторы, наружный диаметр которых превышает наружный диаметр фильтроэлемента.



## Заколонные пакера

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных пакеров. К такому решению постепенно приходят практически все нефтяные компании, использующие горизонтальные скважины. Существует несколько видов заколонных пакеров – например, разбухающие, гидравлические и гидромеханические пакера. Разбухающие пакера представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. К недостаткам таких пакеров следует отнести достаточно долгое время их разбухания до момента, когда они достигнут стенок ствола скважины и смогут держать необходимое дифференциальное давление. Особенно это касается месторождений нефти и газа с невысокой пластовой температурой. Также существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола. Всех вышеперечисленных недостатков лишены гидравлические и гидромеханические заколонные пакера. Посадка таких пакеров осуществляется созданием избыточного давления в колонне заканчивания. Таким образом, скважина будет готова к эксплуатации или стимуляции сразу

же после спуска заканчивания и посадки пакеров.

Во время дизайна заканчивания скважины, места расстановки заколонных пакеров следует выбирать, опираясь на литологию и данные каверномера. Рекомендуется устанавливать заколонные пакера напротив так называемых “плотняков”, для предотвращения перетоков пластового флюида за ними по пласту. Также необходимо проверять ствол скважины на наличие каверн, размывости и потенциально нестабильных пород.

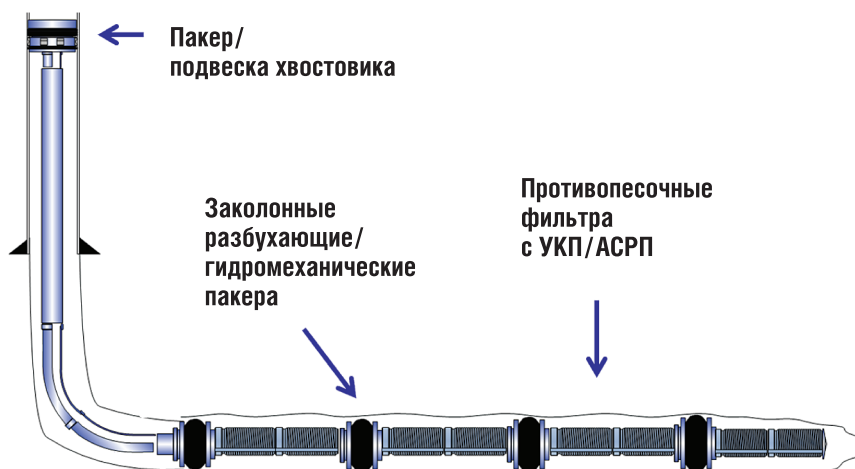
Существует несколько факторов, объясняющих растущую популярность использования данного оборудования. В случаях, когда ствол скважины проведен по хорошо сцементированному или карбонатным породам (при заканчивании горизонтальной скважины тем или иным видом противопесочного фильтра или перфорированной трубой) значительная часть потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. Соответственно, данный объем пластового флюида будет попадать внутрь фильтра только в пяточной части горизонтальной скважины. Таким образом, при прорыве воды или газа в добывающую скважину, законченную без использования заколонных пакеров, определить интервал прорыва по результатам промыслово-геофизических исследований не представляется возможным. Также практически невозможно будет провести эффективные

ремонтно-изоляционные работы по устранению интервала прорыва воды или газа путем закачки различных тампонажных и изолирующих растворов (в виду их перетока в другие зоны по затрубному пространству). Использование заколонных пакеров и сегментация с помощью них ствола скважины на несколько зон позволит не только точно выявить проблемный интервал с помощью ПГИ, но и в последующем эффективно изолировать данный интервал прорыва газа или воды. При этом появляется возможность решить проблему не только с помощью закачки тампонажных или других изолирующих растворов, но и с помощью установки моста из глухих труб и заколонных пакеров внутрь текущего заканчивания скважины. Также использование заколонных пакеров позволяет отсеять глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению противопесочных фильтров. Еще одним из применений заколонных пакеров является их использование в системах заканчивания с устройствами контроля притока (о которых пойдет речь ниже) или скважин с многостадийным ГРП.

## Использование устройств контроля притока

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины [1]. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку

РИС. 1. Система заканчивания горизонтальной скважины



из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними (Рис. 1).

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока [2]. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность «прижать» высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков.

Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды [3].

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, – трубочно-винтовой и штуцерный. В работе [4] приводится описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также проводится сравнительная оценка надежности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели

работы скважины. Для устранения вышеописанных проблем возникла задача о создании системы заканчивания скважин нового поколения, которая учитывала бы недостатки существующих систем контроля притока.

## Новое поколение устройств контроля притока

Для повышения эффективности работы систем заканчивания, ООО «ВОРМХОЛС» совместно с ОАО «Тяжпрессмаш» разработали новое поколение устройств контроля притока (УКП) – «Мягкий дроссель». Данное устройство представляет собой противопесочный проволочный фильтр и камеру УКП с сетью каналов для протока жидкости (Рис. 2).

Камера УКП «Мягкий дроссель» выполнена с обеспечением возможности плавного увеличения гидравлического сопротивления движущемуся потоку жидкости. Увеличение гидравлического сопротивления осуществлено одновременно за счет многократного изменения направления движения, ускорения и торможения, слияния и разделения протекающего потока. Подобное устройство может быть спроектировано на работу с любым типом среды: вода, нефть, газ, пар или пароводяная смесь. Основными отличиями и преимуществами системы «Мягкий дроссель» от регуляторов притока других производителей являются:

- Снижение риска закупорки УКП. Система УКП «Мягкий дроссель» в стандартной комплектации имеет от 2 до 12 входных отверстий с довольно значительными размерами. Тем самым значительно снижается риск закупорки системы по сравнению с другими системами.
- Возможность изменения конфигурации системы «Мягкий дроссель» на скважине перед спуском оборудования. Это достигается за счет подключения в модуле УКП определенного количества колец, с необходимой толщиной стенок и количеством проходных отверстий с оптимальной фазировкой. Такая гибкость позволяет получить практически любую степенную

РИС. 2. Устройство контроля притока «Мягкий дроссель»





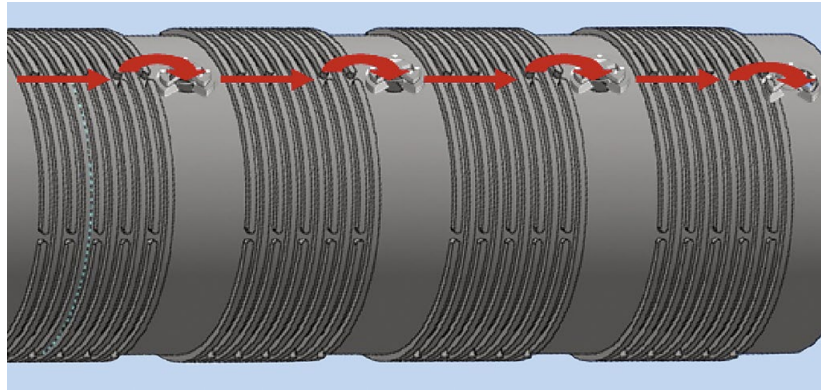


зависимость генерируемого перепада давления от скорости потока. Это позволяет сделать поправки дизайна, основываясь на данных, полученных во время бурения (LWD) или данных каротажа в открытом стволе после бурения.

- Более долговечный ресурс системы «Мягкий дроссель». Вместо керамической сопловой вставки (штуцерные ICD), которая понижает давление за счет большой скорости потока, устройство «Мягкий дроссель» использует другой принцип работы. Здесь понижение давления достигается за счет большого гидравлического сопротивления тракта течения при умеренной скорости потока. Самым узким местом тракта течения является ширина между стенками канала, благодаря чему характеристика дросселя поддерживается не ребрами, а плоскостями стенок канала. При локальном износе стенок канала площадь проходного сечения остается постоянной за счет сечения ниже по ходу потока. Таким образом, конструкция устройства «Мягкий дроссель» позволяет снять вопросы по поводу возможной эрозии и, соответственно, изменения характеристик УКП с течением времени.
- Возможность устанавливать систему УКП «Мягкий дроссель» в нагнетательные скважины для выравнивания профиля закачки в многопластовых системах. При этом скважину можно ставить на отработку и затем переводить под нагнетание без смены системы заканчивания скважины.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения фильтрационных свойств. Это несет в себе определенные риски, связанные с возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретации геофизических данных, риском недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением характера притока с течением времени эксплуатации скважины. Это особенно характерно для разработки месторождений с контактными запасами

РИС. 3. Схема Адаптивной Системы Регулирования Притока (АСРП)



горизонтальными скважинами. Здесь критичным становятся ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить. Как показывает опыт внедрения зарубежных систем контроля притока, при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой (ярким примером является Ванкорское месторождение и месторождение имени Ю. Корчагина в Каспийском море) удастся лишь отсрочить время прорыва газа на определенный период [2]. Через непродолжительное время газ прорывается в скважины. К сожалению, ни штуцерные, ни трубочно-винтовые системы контроля притока не позволяют ограничить приток газа, вследствие чего, приходится снижать депрессию на пласт (тем самым снижая дебит скважины), либо производить периодические остановки скважины, либо окончательно выводить скважины из добывающего фонда. Данный фактор имеет особое значение при разработке удаленных месторождений (когда требуется утилизация попутного газа) или морских месторождений (в этом случае нередко существуют ограничения по газокomppressorному оборудованию на платформе).

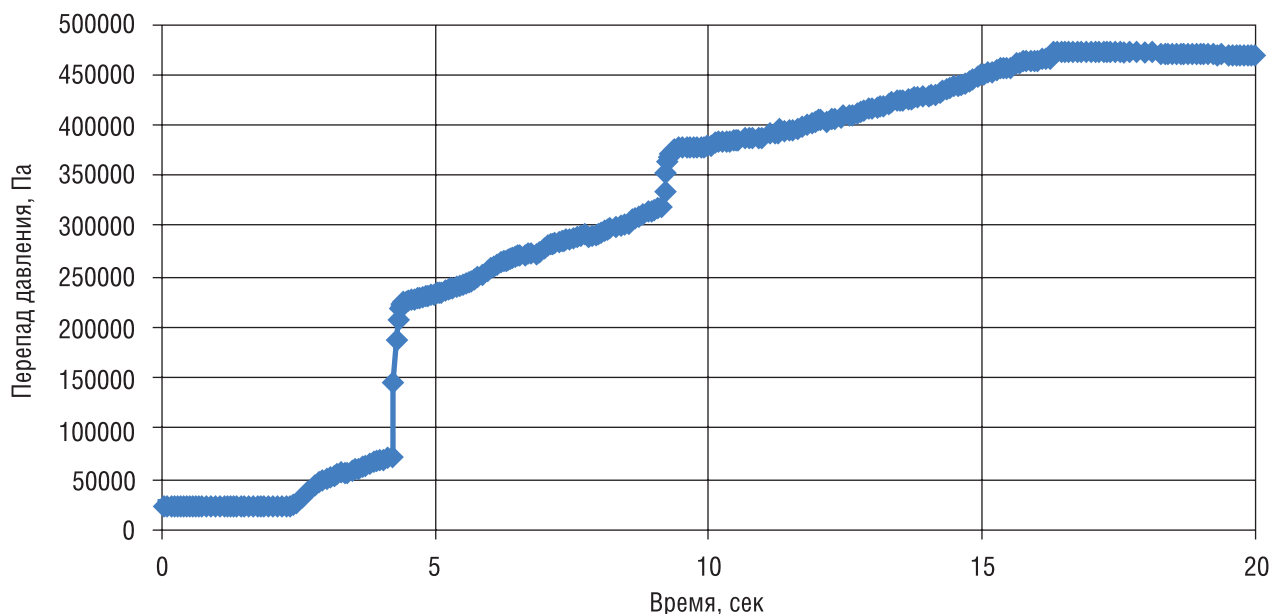
Компания «ВОРМХОЛС» совместно с ОАО «Тяжпрессмаш» разработала Адаптивную Систему Регулирования Притока (АСРП), которая идеально подходит в качестве системы заканчивания для разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами. Данная система может самонастраиваться в зависимости от скорости, давления флюида и его фазового состава. Регулирование притока достигается конструкцией

специальных клапанов и величиной расхода через них (Рис. 3), что обеспечивает расчетный перепад давления срабатывания клапанов на их открытие или закрытие для заданного расхода потока. Другими словами, АСРП позволяет ограничивать максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне вне зависимости от перепада давления.

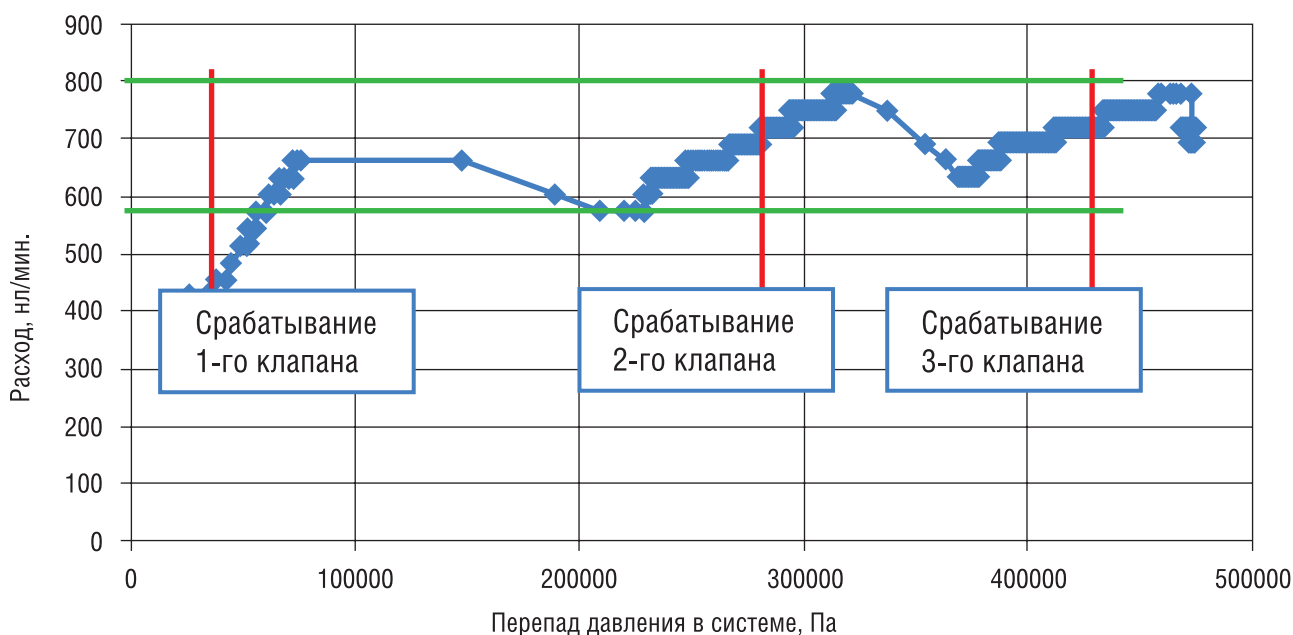
Таким образом, АСРП дает возможность не только выравнивать профиль притока и откладывать прорыв газа в скважину, но и ограничивать расход по газу на заданном уровне в зоне прорыва (из-за разницы вязкости продуктивности интервалов прорыва газа резко возрастает), позволяя скважине работать еще долгое время без значительного увеличения газового фактора. В случае, если подвижность воды намного больше, чем подвижность нефти (например, значения вязкостей отличаются в разы, либо из-за значений фазовых проницаемостей), данная система может работать и как ограничитель по воде. Результаты лабораторно-промышленного испытания АСРП показаны на (Рис. 4).

Через систему фильтровался газ при постепенном увеличении перепада давления в 10 раз. В полевых условиях такое увеличение депрессии должно привести к увеличению дебита газа, по крайней мере, в 100 раз. Последовательное срабатывание клапанов АСРП позволило увеличить сопротивление в системе, тем самым сохранив запланированный расход газа через систему на уровне 700 литров в минуту (с отклонением +/-13%).

РИС. 4. Результаты лабораторно-промышленного испытания АСРП



Зависимость перепада давления в системе от времени



Таким образом, заканчивание горизонтальных скважин с помощью противопесочных фильтров, оснащенных АСРП и заколонными пакерами (Рис. 1) может использоваться для решения широкого круга задач разработки месторождений. В том числе: выравнивание профиля притока в горизонтальных скважинах, решение проблемы конусообразования в районе пятки горизонтальной скважины, ограничение притока из суперколлектора (зон с повышенной проницаемостью или трещиноватостью). Система позволяет ограничивать приток из интервала на определенном

уровне, что решает проблему прорывов воды и газа. Также АСРП позволяет компенсировать ошибки при анализе геологических данных, интерпретации геофизики и устранять риск неправильной установки оборудования при спуске системы заканчивания.

Использование АСРП позволит значительно продлить время эксплуатации скважины, увеличить КИН месторождения и существенно улучшить экономические показатели разработки (возможно, сделав привлекательной разработку некоторых месторождений с контактными запасами, находящимися на грани рентабельности). ●

**Литература**

1. Brekke K., Lien S.C.: "New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone" // SPE Drilling and Completion. – 1994. – V. 9. – P. 205–209.
2. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya, D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012.
3. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11.
4. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин П.В., Хатмуллина Е.И.: "Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах" // Нефтяное хозяйство // 2007 #11.



## ЕЖЕГОДНЫЕ АПРЕЛЬСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ В МОСКВЕ

21 - 25 апреля 2014, ИнтерКонтиненталь Москва Тверская

При поддержке Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

# EPC

Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,  
SHAPING BUSINESS

Спонсоры:

## UOP

A Honeywell Company

## Axens

IFP Group Technologies



## KBR

TECHNOLOGY



## ExxonMobil

Research and Engineering

## invenys

FOSTER WHEELER

## Bentley

## KT

Kinetics Technology



## BBTC 2014

Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

22 - 23 АПРЕЛЯ 2014, МОСКВА



ЕДИНСТВЕННОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ

### КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА РОССИИ И СТРАН СНГ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

- Обзор рынка котельного топлива
- Последние достижения в области глубокой переработки остатков
- Выбор наилучшей конфигурации
- Статус текущих проектов
- Фокус на «фонтанирующий слой» и сларри-гидропроцессы
- Управление водородом и серой
- Стадии реализации проекта: приобретенный опыт



## OpEx 2014

Операционная эффективность в нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности

24 - 25 АПРЕЛЯ 2014, МОСКВА

ПЕРСОНАЛ, АКТИВЫ, ТЕХНОЛОГИИ

### ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ В НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- Обзор основных проектов региона с точки зрения оптимизации и применения стратегий достижения операционной и организационной эффективности
- УПРАВЛЕНИЕ ПЕРСОНАЛОМ:  
Обеспечение, развитие и сохранение ключевых талантов; Развитие знаний в организации
- ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АКТИВОВ:  
Эталонный анализ; Управление информацией; Стратегии управления производственными активами; Интеграция, надежность и операционная готовность активов
- ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ:  
ПО управления проектом, САПР; Моделирование и симуляция процессов и установок завода - системы мониторинга в режиме реального времени; Автоматизация и интеллектуальный КИП

Для дополнительной информации относительно:

Russia & CIS BBTC 2014,  
пожалуйста, свяжитесь с  
Марией Зайцевой  
maria\_zaytseva@europetro.com  
+ 7 (495) 517 77 09

Op-Ex Russia & CIS 2014,  
пожалуйста, свяжитесь с  
Мариной Марчовской  
marina\_marchovska@europetro.com  
+ 359 2 859 41 57

Зарегистрируйтесь на [www.europetro.com](http://www.europetro.com)

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ПОДСОЛЕВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

**Мейлис Яников,**  
главный специалист,

**Геннадий Панченко,**  
Консультант,  
ООО «НЕСТРО-Капий»,

**Сергей Симонянц,**  
д.т.н.,  
профессор,  
РГУ нефти и газа  
им. И.М. Губкина

Совершенствование технологии строительства скважин на подсолевые отложения рассмотрено на примере бурения в горно-геологических условиях газовых месторождений Восточной Туркмении. Основными проблемами, осложняющими процесс бурения, при этом являются:

- присутствие в газах и пластовых водах агрессивных по отношению к промывочным жидкостям, цементам и оборудованию кислых компонентов (сероводорода, углекислого газа);
- проявления агрессивных высокоминерализованных рассолов (рапы), находящихся в недрах под высоким давлением;
- мощные интервалы хемогенных отложений, включающих деформирующиеся (релаксирующие) под действием горного давления участки;
- высокие пластовые давления в продуктивных горизонтах;
- наличие в разрезах мощных толщ осыпавшихся и обваливающихся пород;
- наличие высоких температур в недрах, требующих применения специальных термостойких промывочных жидкостей, тампонажных цементов, резиновых уплотнительных элементов и др.

Не менее важной проблемой являлось отсутствие достаточно надежной предварительной информации о горно-геологических

характеристиках разрезов, что не позволяло гарантировать правильность и надежность принимаемых на ее основе технико-технологических решений. Для повышения качества геологической информации о разрезе необходимо двигаться в двух направлениях:

- обобщение накопленных промысловых данных, построение геологических моделей с целью выявления закономерностей в изменении наиболее важных горно-геологических характеристик в региональном плане, а затем и в плане локальных прогнозов по площади (коэффициентов аномальности пластовых давлений, зон рапопроявлений, сероводородного заражения, температурных полей);
- натурные исследования основных горно-геологических характеристик разрезов (определение пластовых давлений, в том числе в непродуктивной части разреза, определения давлений гидроразрыва, бокового горного давления в массиве, собственной несущей способности разреза, исследование характеристик поглощающих объектов, деформационных свойств разрезов).

Практическую полезность натурных исследований можно показать на примере оптимизации конструкции скважин в условия вероятного притока рапы. По результатам гидродинамических исследований рапопроявляющих объектов была собрана информация, позволившая разработать методику дальнейших исследований. При этом отмечено, что в среднем в 30% случаев





бурения глубоких скважин, вторая промежуточная колонна не спускалась, так как из-за низкой надежности конструкции и несоответствии ее горно-геологическим условиям бурения часть скважин по тем или иным причинам ликвидировалась раньше, чем достигалась подошва солей.

Прочностные характеристики промежуточных обсадных колонн подбирались из расчета 40% замещения раствора газом, и поскольку плотность бурового раствора принималась с некоторым завышением против пластового давления, опрессовочные давления на устье не превышали 15 МПа для 324 мм колонны и 25 МПа для 245 мм колонны. Такое положение являлось одной из основных причин ликвидации рапопроявляющих скважин, так как при рапопроявлениях ствол скважины оказывается обсаженным на недостаточную глубину, а в необсаженной части проявлялись неустойчивость разреза, осыпи и обвалы горных пород. Переход на утяжеленный буровой раствор в башмаке колонны к положительным результатам не приводил, а попытки герметизации скважины вызывали быстрый рост давления до предельно допустимого для колонны. Ни в одной из рапопроявляющих скважин полный цикл гидродинамических исследований рапопритока не был выполнен по причине недостаточной прочности обсадной колонны.

В дополнение к этому, по ряду площадей, введенных в глубокое поисковое бурение на подсолевые объекты, промышленная продуктивность была установлена по надсолевым отложениям; конструкции скважин на этих площадях подлежали пересмотру для приведения их в соответствие с требованиями охраны недр и Едиными техническими правилами ведения буровых работ. К тому времени было также установлено, что успешный спуск второй промежуточной колонны и полное перекрытие хемогенной толщи или ее части по ряду площадей не является достаточной гарантией выполнения скважиной проектной задачи: строительство скважины может быть прекращено из-за смятия колонн в солях, возникновения не ликвидируемых прихватов, встречи объектов с зонами АВГД, осложненных

наличием сероводорода и углекислого газа, потерей устойчивости неперекрытой части хемогенной толщи.

На основе обобщения накопленных данных был выработан принципиальный подход к проектированию конструкций глубоких подсолевых скважин для условий газовых месторождений Восточного Туркменистана. Основные технологические требования этого подхода состоит в следующем:

- конструкция скважины должна гарантировать ее управление в любых возможных при бурении ситуациях, включая выброс рапы, а также сероводородосодержащих газов;
- конструкция скважины должна исключать межпластовые перетоки после разгерметизации, допускать возможность подавления притоков утяжеленными растворами и продолжение работ для выполнения проектной задачи.

В соответствии с новым подходом, конструкции скважин на подсолевые отложения претерпели существенные изменения. Вторая промежуточная колонна теперь проектировалась с целью перекрытия разреза до кровли хемогенной толщи и обеспечивала возможность управления скважиной и ликвидации осложнения, в том числе рапопроявлений из солей и газопроявлений из подсолевой толщи. Для изоляции зон возможных осложнений в солях (или просто для изоляции солей) и обеспечения таким образом оптимальных условий для вскрытия предполагаемой продуктивной части, предусматривался спуск «хвостовика» диаметром 194 мм (в основном или резервном варианте) в ствол диаметром 215,9 мм. Заканчивание скважины планировалось диаметром 161 мм со спуском колонны диаметром 140×168 мм (диаметр 140 мм без муфт) или диаметром 127×168 мм.

Уже в первых скважинах с такой конструкцией удалось вскрыть дополнительные, ранее не вскрывавшиеся интервалы разреза, давшие новую информацию. Была успешно пробурена рапопроявляющая скважина, на отдельных площадях получен промышленный газ из подсолевых отложений.

Строительство скважин по конструкции, включающей «хвостовик» диаметром 194 мм, потребовало усовершенствования, отработки и регламентирования новых технико-технологических решений. Учитывая, что на старых эксплуатируемых площадях несущая способность продуктивного горизонта в связи с падением пластового давления резко снижается, возникает проблема борьбы с катастрофическими поглощениями и управления скважин в таких условиях. Дополнительные вопросы состоят в обосновании прочностных характеристик обсадных колонн по двум условиям:

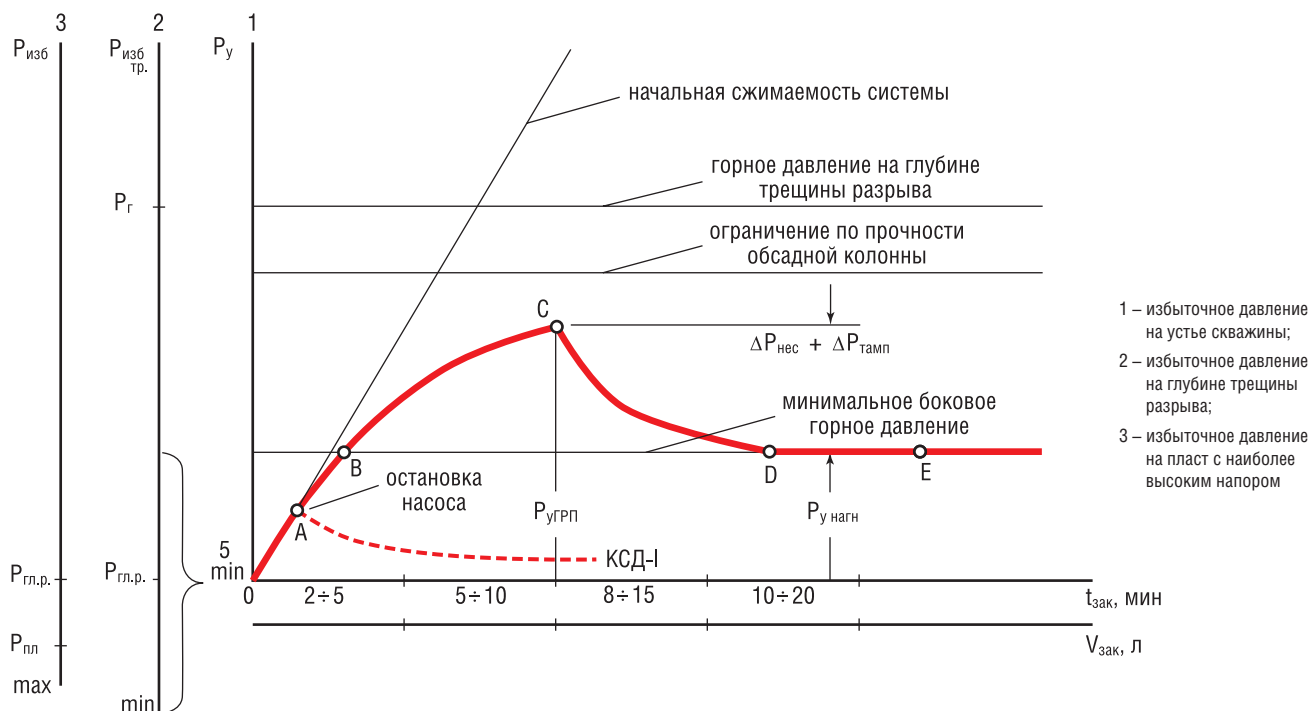
- по устьевым давлениям опрессовки;
- по давлениям обжима колонны в солях.

В настоящее время расчет ожидаемых устьевых давлений производится для ситуации полного выброса бурового раствора и герметизации скважины. При этом для глубоких скважин расчетные устьевые давления достигают 40–60 МПа, чего никогда не наблюдалось в практике глубокого бурения Восточного Туркменистана. Опыт показывает, что чрезмерное завышение прочности труб против реально потребной связано со значительными дополнительными затратами, но в итоге ожидаемой отдачи полностью не дают.

Также для совершенствования технологии строительства скважин необходимо проведение натурных исследований характеристик горного массива. Предлагаемая методика испытаний необсаженного ствола скважин избыточным внутренним давлением

Позволяет, во-первых, определить давление гидроразрыва пород промысловой жидкостью; во-вторых, определить давление нагнетания (поглощения) промысловой жидкости в трещину разрыва; в-третьих, оценить фильтрационные утечки в приствольную зону при увеличении давления в стволе; в-четвертых, оценить несущую способность приствольной зоны и тампонирующих свойств промысловой жидкости; в-пятых, определить минимальное боковое горное давление (напряжение) в массиве, коэффициент бокового распора и коэффициент Пуассона; в-шестых, определить параметры

РИСУНОК 1. Нормальная (стандартная) индикаторная кривая гидроразрыва пород при нагнетании промывочной жидкости с постоянным расходом



деформации пристволенной зоны и массива (по «податливости» стенок скважины и трещины разрыва); и, в-седьмых, проверить наличие (или отсутствие) естественных или искусственных макродефектов массива в пределах испытываемой части ствола (сбросовых нарушений, трещин гидроразрыва, негранулярных коллекторов повышенной проницаемости, дренированных зон).

Методика проведения исследований базируется на следующих представлениях о физической сущности процессов, возникающих в развивающихся при повышении давления в необсаженном стволе:

- повышение давления в герметизированной скважине (или в ее части, изолированной пакером) путем принудительного нагнетания раствора приводит к возникновению и развитию в ее стволе и пристволенной зоне ряда процессов, каждый из которых превалирует на определенной стадии нагнетания; «стандартная» индикаторная кривая гидроразрыва пород промывочной жидкостью (см. рис. 1) при нагнетании с постоянным расходом, включает пять участков (стадий);
- на первой стадии (см. участок OA, рис. 1) нагнетание

приводит в основном к упругим накоплениям в системе «скважина-пристволенная зона» за счет сжимаемости промывочной жидкости и упругой деформации стенок скважины; сплошность глинистой корки на первой стадии еще не нарушена, и начальные фильтрационные утечки в сумме с обратной деформацией пристволенной зоны (вследствие перераспределения напряжений) могут быть определены по кривой снижения давления КСД-1 после остановки насоса;

- на второй ступени нагнетания (участок AB) сплошность глинистой корки на стенках нарушается, возрастает ее проницаемость, но раскрытие микротрещин еще недостаточно для проникновения в трещины твердой фазы промывочной жидкости; фильтрационные утечки возрастают, а темпы упругих накоплений снижаются; индикаторная кривая отклоняется от прямой, характеризующей упругость системы, на величину деформации пристволенной зоны за время нагнетания на участке O-B;
- на третьей стадии нагнетания раскрытие сети микротрещин сопровождается проникновением в них твердой фазы; на участке

BC наблюдаются встречные процессы фильтрации в пристволенную зону, увеличение размеров зоны возмущения естественного состояния массива – с одной стороны, и тампонирующая сеть образующихся микротрещин твердой фазой промывочной жидкости, упрочнение стенок скважин – с другой; при недостаточной скорости нагнетания полная индикаторная кривая не будет снята, закачиваемая промывочная жидкость будет расходоваться на компенсацию утечек без существенного роста давления в скважине, потери бурового раствора окажутся большими, а результаты неполными или неоднозначными и, наоборот, при слишком высокой скорости нагнетания гидроразрыв произойдет раньше, чем будут зафиксированы представительные данные по участкам AB и BC, не удастся оценить фильтрационные утечки и характер деформации пристволенной зоны;

- на четвертой стадии (стадии гидроразрыва) с момента, соответствующего точке C, характер процессов резко меняется – раскрытие одной из трещин достигает критического значения, проникающий в нее глинистый раствор



«расклинивает» стенки трещины, радиальное давление раствора на стенки скважины сменяется нормальным давлением на стенки трещины, трещины разрыва в конце четвертой стадии (в точке Д) выходят в массив и служат каналом связи между массивом и устьем скважины при дальнейших исследованиях;

- на пятой стадии (участок ДЕ индикаторной кривой) дальнейшее нагнетание раствора к существующему изменению давления обычно не приводит; изменения давления связаны с входом трещины в ослабленную зону массива, с упругими накоплениями и способностью пород сопротивляться растягивающим нагрузкам.

Индикаторную кривую, включающую все пять стадий изменения давления на устье при нагнетании бурового раствора с постоянным (правильно подобранным) расходом, принято считать «нормальной индикаторной кривой ГРП». Общий вид нормальной индикаторной кривой ГРП служит эталоном при интерпретации аномальных результатов, получаемых в процессе натуральных испытаний. При этом следует руководствоваться описанием физической сущности уже изложенных процессов и пояснениями на рис. 1.

После образования трещины гидроразрыва на ее стенках развиваются те же процессы, что и на стенках скважины в зоне разрыва: фильтрационные утечки (если стенки трещины проницаемы), образование глинистой корки, набухание (в глинистых породах), эрозионный размыв (если нагнетание производится в больших объемах и с высокой скоростью). Контроль давления на устье после образования трещины гидроразрыва в течение 15–20 мин. после остановки насоса, а также контроль притока из трещины разрыва в скважину после плавного сброса давления на устье до «0» могут дать важную дополнительную информацию и избежать ошибок, особенно при интерпретации аномальных индикаторных кривых испытаний. При неудачной первой попытке или в особо сложных случаях испытания должны быть выполнены повторно для получения однозначных результатов. Восстановление начальной

несущей способности пристволенной зоны (после первого гидроразрыва пласта) происходит за время от нескольких минут в песках и песчаниках до нескольких часов в глинистых и до суток в плотных карбонатных породах.

Для обеспечения безопасности работ и полного контроля над скважиной в процессе испытания, планирование работ должно осуществляться с учетом следующих ограничений:

- испытание должно выполняться до повышения плотности раствора, перед вскрытием очередного напорного интервала; это ограничение обеспечивает не только оценку возможности вскрытия очередного напорного горизонта без осложнения, но и возможность проведения работ без самопроизвольного поглощения и проявления при избыточном давлении на устье; до накопления объективных данных о характеристиках разреза оценку возможности безопасного проведения работ рекомендуется выполнять по следующему выражению:

$$1,05 \gamma_{\text{ГР}} \leq$$

$$\leq 0,83 + 0,66 \Gamma_{\text{пл min}} \geq \Gamma_{\text{пл max}}$$

где  $\gamma_{\text{ГР}}$  – удельный вес раствора в скважине в момент испытания ( $\text{г/см}^3$ );

$\Gamma_{\text{пл min}}$  – градиент давления в пласте с наименьшим напором в интервале испытания,  $\text{атм/10 м}$ ; при некачественном цементировании должны быть учтены градиенты давления в пластах за обсадной колонной;  $\Gamma_{\text{пл max}}$  – градиент давления в пласте с наиболее высоким напором в интервале испытания,  $\text{атм/10 м}$ ;

- избыточное давление на устье и по стволу скважины в пределах обсаженной части не должно превышать допустимое для обсадной колонны. Допустимое давление на устье должно быть указано в плане работ; если при предельно допустимом давлении на устье произвести гидроразрыв не удалось, нагнетание следует прекратить и в течение 30–60 мин. снять кривую снижения давления во времени (КСД);
- во всех других случаях, когда благоприятное для испытаний состояние скважины упущено

или ограничения по внутренним давлениям в необсаженной части и в пределах обсадной колонны не могут быть соблюдены, а информация о давлениях гидроразрыва является необходимой для безаварийной проводки скважины, могут быть предусмотрены более сложные в испытании технологические приемы работ (с пакером, с закачкой порции воды в интервал испытания, с частичной заменой бурового раствора на воду в кольцевом пространстве и установкой клапана-отсекателя в трубах) в зависимости от конкретных задач испытания и состояния скважины.

Испытание необсаженных интервалов скважин избыточным внутренним давлением включает следующие рабочие операции:

- подъем долота в башмак последней обсадной колонны или спуск испытателя в вентилируемой компоновке с узлом вращения для защиты инструмента от прихвата и якорным механизмом для опоры на стенки скважины; испытатель применяется при необходимости раздельного испытания избыточным давлением намеченных интервалов необсаженного ствола или для защиты обсадной колонны от воздействия давления (при недостаточно ее прочности);
- подключение цементировочного агрегата к обвязке буровых насосов (при ожидаемом давлении на устье не выше  $100 \text{ кгс/см}^2$ ) или непосредственно к полости бурильной колонны через головку высокого давления; желательно использовать ЦА-320, обеспечивающий плавную устойчивую подачу при низких скоростях нагнетания и имеющий тахометр для контроля за подачей насоса;
- замену манометра на выходных линиях превенторной обвязки манометрами с нужным пределом измерения (ожидаемое давление должно соответствовать средней части шкалы манометра);
- герметизацию скважины с помощью превентора (или поиск площадки и пакеровку – при работе с испытателем);
- опрессовку обвязки – цементировочных агрегатов (манифольда) на давление,

в 1,5 раза превышающее ожидаемое рабочее;

- закачку раствора в бурильную колонну до повышения давления в кольце до величины 5–10 кгс/см<sup>2</sup> (для заполнения имеющихся пустот в манифольде, шланге, бурильных трубах, в кольцевом пространстве под превентером и в выкидах до рабочих задвижек); при работе испытателем закачку и наблюдение за давлением ведут по затрубному пространству или по трубам, в зависимости от положения пакера по отношению к исследуемому интервалу; при закачке в трубы пакер догружают до уравнивания выталкивающей гидравлической нагрузкой снизу;
  - закачку контрольной порции бурового раствора объемом  $V_1 = 100\text{--}200$  л (из расчета 100 л на 100 м<sup>3</sup> объема скважины), регистрацию прироста давления  $\Delta P_1$ , расчет начальной сжимаемости системы «скважина – приствольная зона» по формуле:
- $$K_{сж}^0 = V_1 \Delta P_1, \text{ л/атм};$$
- регистрацию первой кривой снижения давления на устье (КСД-1) в течение 10–15 мин. после остановки насоса (для контроля нестационарных процессов в скважине);
  - дальнейшие работы по исследованию приствольной зоны скважины до разрыва и характеристик массива (через трещину разрыва) могут

выполняться различными приемами, в зависимости от квалификации исполнителей, наличия средств автоматической регистрации, поставленной задачи, индивидуальных особенностей испытуемого объекта.

Общим требованием для всех приемов является необходимость одновременной регистрации давления при закачке – объемов закачек и текущего времени. Оператор, регистрирующий процесс, должен быть свободным от все других видов работ; его рабочее место находится у показывающего манометра на выкиде превентора (или на рабочей линии при работе испытателем). Необходимы двухстрелочный секундомер или параллельная регистрация процесса двумя операторами, один из которых отмечает изменения давления во времени, а второй – изменение объема закачки во времени (по мерным рейкам агрегата); машинист агрегата должен подавать звуковые сигналы после откачки каждых 100 л раствора. Следует стремиться к использованию приборов, обеспечивающих автоматическую регистрацию процесса во времени (например, самопишущих манометров со скоростью протяжки 5–25 мин, станции СКЦ-2М и др.).

На первом этапе обучения исполнителей рекомендуется наиболее простой прием снятия кривой ГРП, при котором выполняются следующие операции:

- промывочную жидкость нагнетают равными порциями по 100–200 л (из расчета примерно 100 л на 100 м<sup>3</sup> объема скважины) с промежуточными остановками агрегата на 2–3 мин;
- регистрируют максимальное давление во время закачки

каждой очередной порции, а также давление непосредственно после остановки агрегата и перед его запуском для закачки следующей порции; на каждой ступени уточняют и записывают объем порции и общий объем закачки;

- признаком разрыва в этом случае является резкое снижение давления в процессе закачки очередной порции или постепенное снижение давления в двух-трех последовательных операциях закачки; если эти признаки имеют место (зафиксированы), дальнейшую закачку прекращают; регистрируют в течение 15–30 мин кривую снижения давления (КСД), после чего открывают кран в мерник агрегата и регистрируют изменения притока из скважины во времени, общий объем притока и уточняют потери раствора (на поглощение);
- если признаков разрыва нет, но давление при закачке двух-трех последних порций стабилизируется, следует удвоить объем очередной порции и увеличить скорость закачки; при получении аналогичных результатов или признаков разрыва пласта дальнейшую закачку прекратить, зарегистрировать в течение 15–30 мин КСД, открыть кран в мерник агрегата, зарегистрировать приток во времени, его объем и потери раствора (на поглощение) за время испытания.

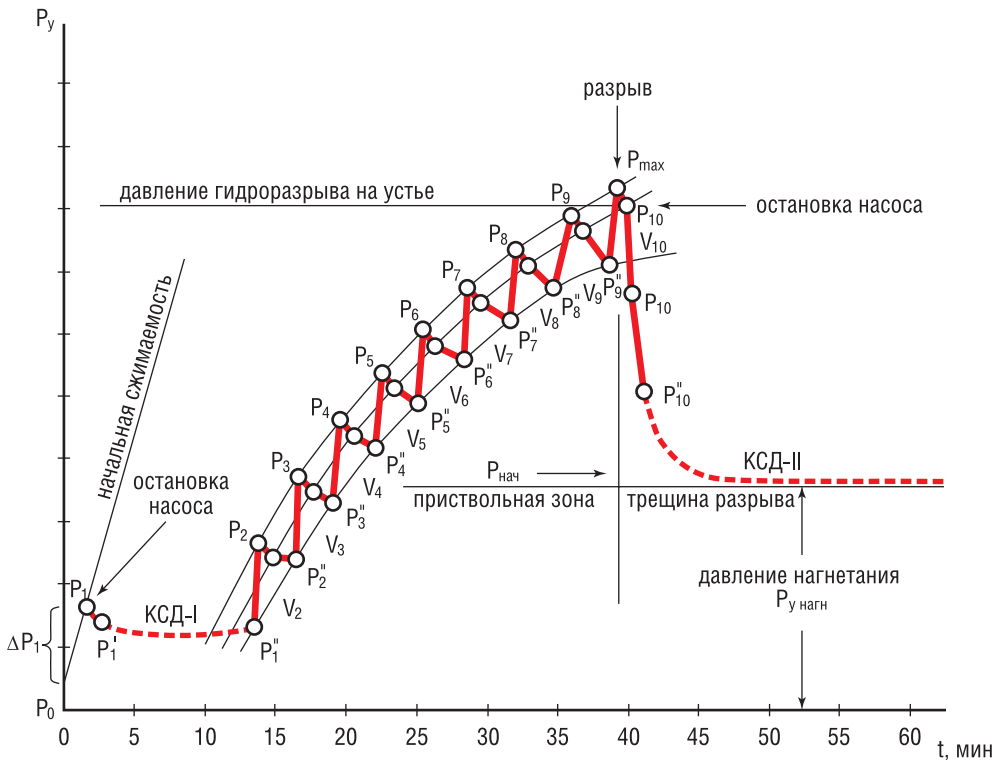
Общий объем закачки раствора в скважину при испытании способом ступенчатого нагнетания не должен превышать 2,5–3,0 м<sup>3</sup>; если по ходу испытания потребуются большой объем, значит, скорости закачки, объем отдельных порций и интервальное время были выбраны неправильно; в этом случае следует сбросить избыточное давление на устье скважины и всю







РИСУНОК 2. Нормальная индикаторная кривая гидроразрыва пород при испытании способом ступенчатого нагнетания



$P_y$  – избыточное давление на устье скважины;  
 $t$  – текущее время гидроиспытания, мин;  
 $P_0$  – начальное давление на устье после заполнения пустот;  
 $P_1, P_2, P_3 \dots$  – давление в конце каждой ступени закачки;  
 $P'_1, P'_2, P'_3 \dots$  – давление через 15–30 с после остановки агрегата;  
 $P''_1, P''_2, P''_3 \dots$  – давление перед закачкой очередной порции жидкости;  
 $V_1, V_2, V_3 \dots$  – объем закачки на каждой ступени нагнетания;  
 $V_{\text{общ}} = \sum V_i$   
 $\Delta V = K^0_{\text{сж}}(P'_i - P''_i)$   
 $(P_i - P'_i)$  – гидравлические (сдвиговые) потери давления;  
 $(P_i - P''_i)$  – потери давления из-за утечек и деформации приствольной зоны за время остановки насоса;  
 $(P_{y \text{ грп}} - P_{y \text{ нач}})$  – несущая способность приствольной зоны, обусловленная концентрацией напряжений, прочностью пород на разрыв и тампонирующими свойствами промывочной жидкости.

операцию повторить по новому графику, увеличив скорость закачки, объем порций и сократив интервальное время между очередными порциями. Данные первого (неудачного) испытания должны быть отражены в акте и использованы при интерпретации результатов.

«Нормальная» индикаторная кривая ГРП при испытании способом ступенчатого нагнетания имеет вид, представленный на рис. 2.

Способ ступенчатого нагнетания дает хорошие результаты в плотных разрезах, при небольших интервалах открытого ствола, при малых фильтрационных утечках. Однако наиболее универсальным является способ непрерывного нагнетания бурового раствора с постоянным расходом.

По данной «Методике», после выполнения рабочих операций, дальнейшие работы ведутся в следующем порядке:

- определяют необходимую скорость нагнетания  $q$  из расчета доводки давления в стволе до (ожидаемого) давления разрыва  $P_{y \text{ грп}}$  не менее, чем через 5 мин (300 с) и не позднее, чем 10–15 мин (600–900 с) по формуле:

$$q = \frac{K^0_{\text{сж}} P_{y \text{ грп}}}{300}, \text{ л/с}$$

Обычно необходимая скорость закачки находится в пределах 1–3 л/с, достигая 4–5 л/с для больших интервалов необсаженного ствола большого диаметра в песчано-глинистых отложениях;

- уточняют необходимый режим работы агрегата (передачу и обороты двигателя по тахометру) при работе агрегата «на себя», из одной половины приемного чана в другую;
- нагнетают буровой раствор в скважину с расходом  $q$ , поддерживая обороты двигателя (подачу насоса) постоянными, до момента образования трещины разрыва и падения давления на устье, после чего агрегат останавливают и в течение 15–20 мин регистрируют кривую снижения давления на устье (КСД-П).

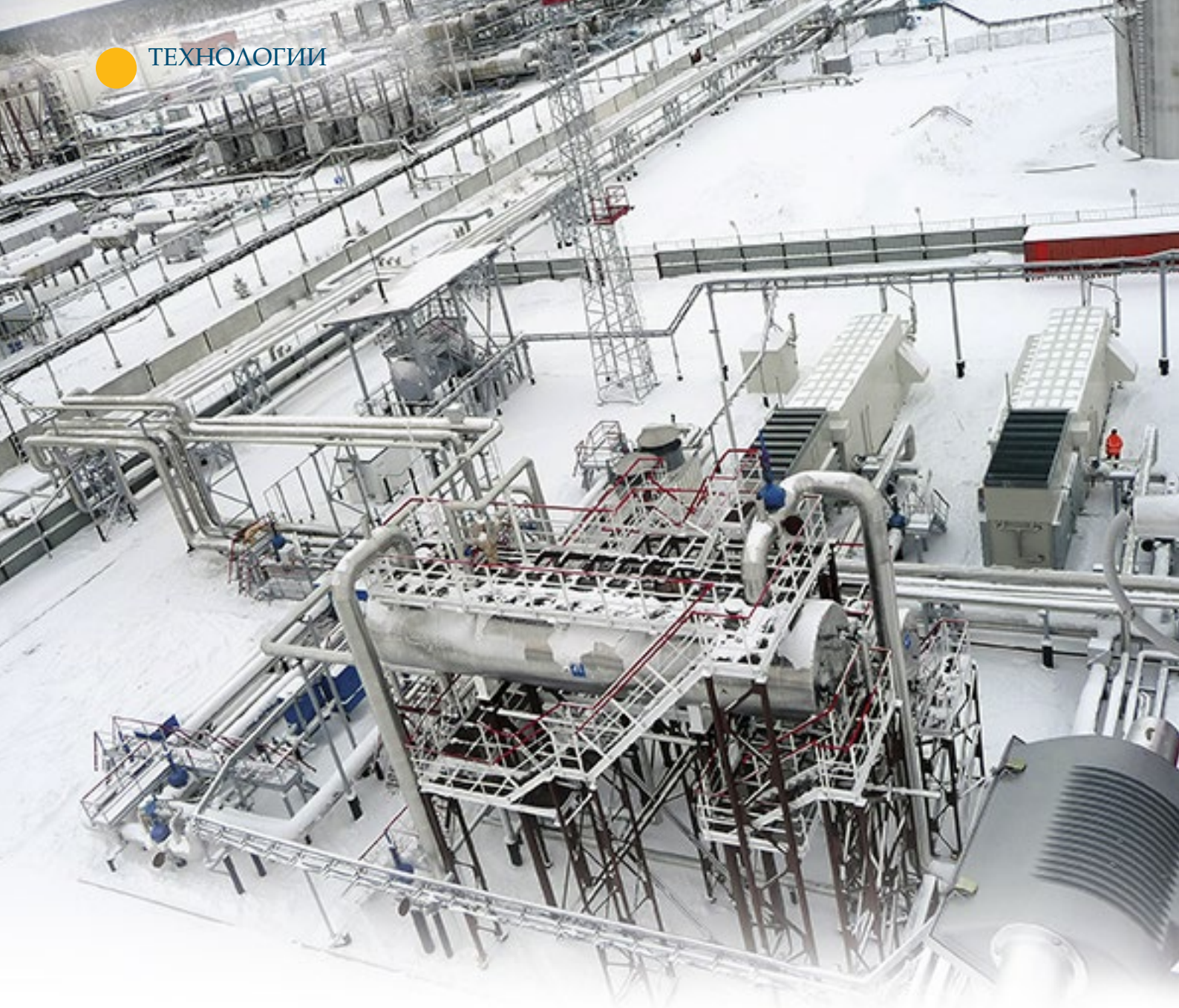
Одновременно регистрация давления на устье и объемов нагнетания во времени (через равные интервалы времени) является наиболее сложной и ответственной операцией в испытании способом нагнетания с постоянным расходом. Требования настоящей методики в отношении регистрации параметров процесса испытания должны быть соблюдены, в противном случае лучшим

решением будет использование способа ступенчатого нагнетания;

- если по КСД-П четкие признаки выхода трещины разрыва в массив не зафиксированы и КСД не представительна по отношению к массиву (т.е. если горизонтальная или близкая к горизонтальной площадке в конце КСД-П не получена), нагнетание бурового раствора в объеме 0,5–1,0 м<sup>3</sup> повторяют, при этом повторно регистрируют процесс нагнетания и снижение давления после остановки насоса (КСД-П), после чего открывают кран в мерник агрегата, фиксируя приток во времени, объем полученного из трещины (и скважины) раствора и уточняют общие потери раствора за время испытания.

Регистрация процесса испытания может выполняться в табличной форме или графически.

Полученная новая информация о свойствах разрезов и состоянии скважины (в случае существенного расхождения с имевшимися ранее представлениями и проектными прогнозами) должна быть использована для оперативной коррекции технологии проводки данной скважины, а также учтена при проектировании строительства последующих скважин. ●



# УТИЛИЗАЦИЯ ПНГ

## особенности эксплуатации компрессорных установок с винтовыми маслозаполненными компрессорами на низконапорном газе повышенной плотности

Для сбора и транспортировки попутного нефтяного газа наряду с другими установками широко используются установки с винтовыми маслозаполненными компрессорами. Используемые сегодня инженерные решения позволяют предотвращать выброс масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; исключать образование конденсата в рабочих ячейках компрессора и его влияние на потребляемую мощность; не допускать нарушения циркуляции масла в масляной системе во время запуска компрессорной установки при отрицательных температурах (ниже минус 10°C). За счет чего это достигается и каковы особенности эксплуатации установок на тяжёлом газе, при крайне низких значениях входного давления, в холодных климатических условиях?



**Инна Автономова,**  
заместитель заведующего  
кафедрой

«Вакуумная и  
компрессорная техника»  
МГТУ им. Н.Э.Баумана,  
доцент,  
к.т.н



**Алексей Шур,**  
генеральный директор  
ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных месторождений. По оценкам специалистов, объемы добываемого в России ПНГ превышают сегодня 70 млрд. м<sup>3</sup>. Попутный газ необходимо собирать, подготавливать и подавать в транспортный газопровод. Такая технологическая задача решена специалистами компании ЭНЕРГАЗ на Алехинском нефтяном месторождении (Тюменская область).

Станция конечная низких ступеней сепарации (СКНС, см. фото на стр. 32) Алехинского месторождения была оснащена пятью дожимными компрессорными установками (ДКУ) Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA (см. фото 1 и 2). Установки производительностью по 7000 м<sup>3</sup>/час компримируют низконапорный (0,01 МПа) ПНГ, поступающий с конечной ступени сепарации, и закачивают его в трубопровод под давлением 1,7 МПа.

При вводе в эксплуатацию данных ДКУ инженеры ЭНЕРГАЗа столкнулись с тремя проблемами:

- выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер;
- образование конденсата в рабочих ячейках компрессора при сжатии ПНГ;
- нарушение циркуляции масла в компрессорных установках при отрицательных температурах (ниже -10°C).

## Модернизация входных клапанов

При аварийном останове ДКУ происходил выброс масла под действием вакуума из маслосистемы во входной фильтр-скруббер. В первую очередь, это связано с очень большой разницей в давлении на входе и на выходе ДКУ, и если не отсекает входной трубопровод от основной магистрали, то давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной скруббер. Во-вторых, параметры технического задания (по давлению), которые учитывались при проектировании и производстве ДКУ, отличались от реальных условий эксплуатации.

Чтобы обеспечить нормальную работу компрессорных установок при крайне низком давлении попутного газа, было принято решение провести модернизацию системы входных клапанов, установив на входе газа быстродействующие клапаны. Инженеры компании ЭНЕРГАЗ и специалисты швейцарской фирмы ENERPROJECT SA (изготовитель установок) успешно решили данную задачу.

По специальному заказу изготовили электромеханический привод входного клапана, снабженный пружинным отсекателем. Сложность заключалась в том, что необходимо было вмонтировать,



ФОТО 1. Компрессорные установки Enerproject типа EGSI-S-650/1500WA для компримирования ПНГ



ФОТО 2. Дожимная компрессорная станция Алехинского нефтяного месторождения в эксплуатации

ТАБЛИЦА 1. Протокол состава попутного газа, поступающего из цеха подготовки и перекачки нефти Алёхинского месторождения

Наименование определяемых показателей	НД на метод	Единица измерения	Результат испытания
Место отбора			на нагнетании КУ-3
Компонентный состав			
Метан	ГОСТ 23781-87	% об.	48,92
Этан		% об.	12,36
Изобутан		% об.	3,98
Н-бутан		% об.	7,73
Изопентан		% об.	1,33
Н-пентан		% об.	1,34
Сумма гексанов		% об.	0,66
Углекислый газ		% об.	1,39
Азот		% об.	0,73
Кислород		% об.	0,00
<b>Всего</b>			<b>% об.</b>
Молярная масса		г/моль	31,19
Плотность газа при 20°C, 101,325 кПа		кг/м³	1,3206
Теплота сгорания низшая, при 20°C, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	14492
Теплота сгорания высшая, при 20°C, 101,325 кПа	ГОСТ 22667-82	ккал/м³	15829
Содержание C <sub>3+</sub>		г/м³	796,38
Содержание C <sub>5+</sub>		г/м³	105,65
Температура газа		°C	104

«вписать» данный электропривод в существующий модуль ДКУ, в котором пространство ограничено. Для того чтобы создать момент силы для мгновенного закрытия при аварийной ситуации входного клапана (затвора) диаметром 400 мм, требуется усилие порядка 3000 Н\*м. Такое под силу только специальной пружине, однако она получилась бы неприемлемо больших размеров. И тогда было решено разделить это усилие между двумя пружинами, что позволило сделать электропривод более компактным и разместить его в существующем блоке-модуле.

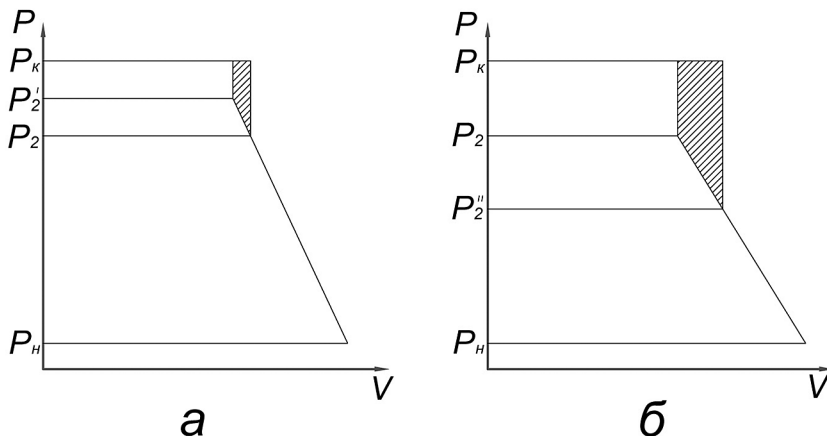
Важно отметить, что параллельно был расширен функционал системы автоматического управления ДКУ. САУ четко отслеживает статус и суть поступающих сигналов, проводит анализ и оперативно выдает соответствующие команды: на нормальный останов либо на аварийный «стоп».



ФОТО 3. Винтовой маслозаполненный компрессор



РИС. 1. Теоретические индикаторные диаграммы винтового маслозаполненного компрессора



а – без конденсации газа в рабочих ячейках;  
б – при конденсации газа в рабочих ячейках

## Предотвращение образования конденсата

Газ, который поступает из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), имеет плотность более  $1,3 \text{ кг/м}^3$ , то есть в компрессорных установках сжимается так называемый тяжёлый газ (см. табл. 1). Характерной особенностью этого газа является повышенная растворимость в масле.

В маслоотделителе, который работает при выходном давлении  $p_k = 1,7 \text{ МПа}$  (см. рис. 1а), большое количество газа, особенно тяжёлых фракций, растворяется в масле. Масло из маслоотделителя подаётся в рабочие ячейки сжатия маслозаполненных винтовых компрессоров (см. фото 3). Давление в рабочих ячейках ниже давления внутреннего сжатия  $p_2$  и газ начинает интенсивно выходить из масла в объём рабочих ячеек, что ведёт к увеличению давления в них и к увеличению давления внутреннего сжатия до величины  $p_2'$ . При этом уменьшаются затраты мощности на внешнее сжатие и затраты мощности на сжатие одного килограмма газа в компрессоре (на рис. 1а заштрихованная площадь пропорциональна экономии энергии на сжатие одного килограмма газа).

Однако если температура газа в рабочих ячейках будет ниже температуры конденсации каких-либо фракций газа, то они начнут

конденсироваться в рабочих ячейках. Конденсат занимает меньший объём, нежели газ, поэтому конденсация газа приводит к уменьшению давления в рабочих ячейках и уменьшению давления внутреннего сжатия от величины  $p_2$  до  $p_2''$  (см. рис. 1б). Это ведёт к увеличению затрат мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа в винтовых маслозаполненных компрессорах (на рис. 1б заштрихованная площадь пропорциональна увеличению мощности на сжатие газа).

Кроме того, растворение газа в маслоотделителе приводит к снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслоотделителе.

Для предотвращения конденсации масла в рабочих ячейках компрессора решено было расширить диапазон рабочих температур масла и газа. При этом начальные настройки рабочих параметров компрессорной установки фиксировались следующие: температура масла  $55^\circ\text{C}$ , температура газа  $85^\circ\text{C}$ . Данные рабочие температуры не позволяли избежать образования конденсата. Проведение ряда расчетов и экспериментов позволило обосновать повышение рабочих температур компрессорной установки: температуры масла – до  $75^\circ\text{C}$ , температуры газа – до  $105^\circ\text{C}$ . Для сохранения работоспособности компрессорных установок потребовалась замена масла

Mobil Glycoil MG11 на MG22 с повышенным индексом вязкости.

Дальнейшая эксплуатация компрессорных установок подтвердила правильность инженерного решения.

## Модернизация системы теплообмена

Для нормальной циркуляции масла при отрицательных температурах потребовалась модернизация системы охлаждения компрессорных установок.

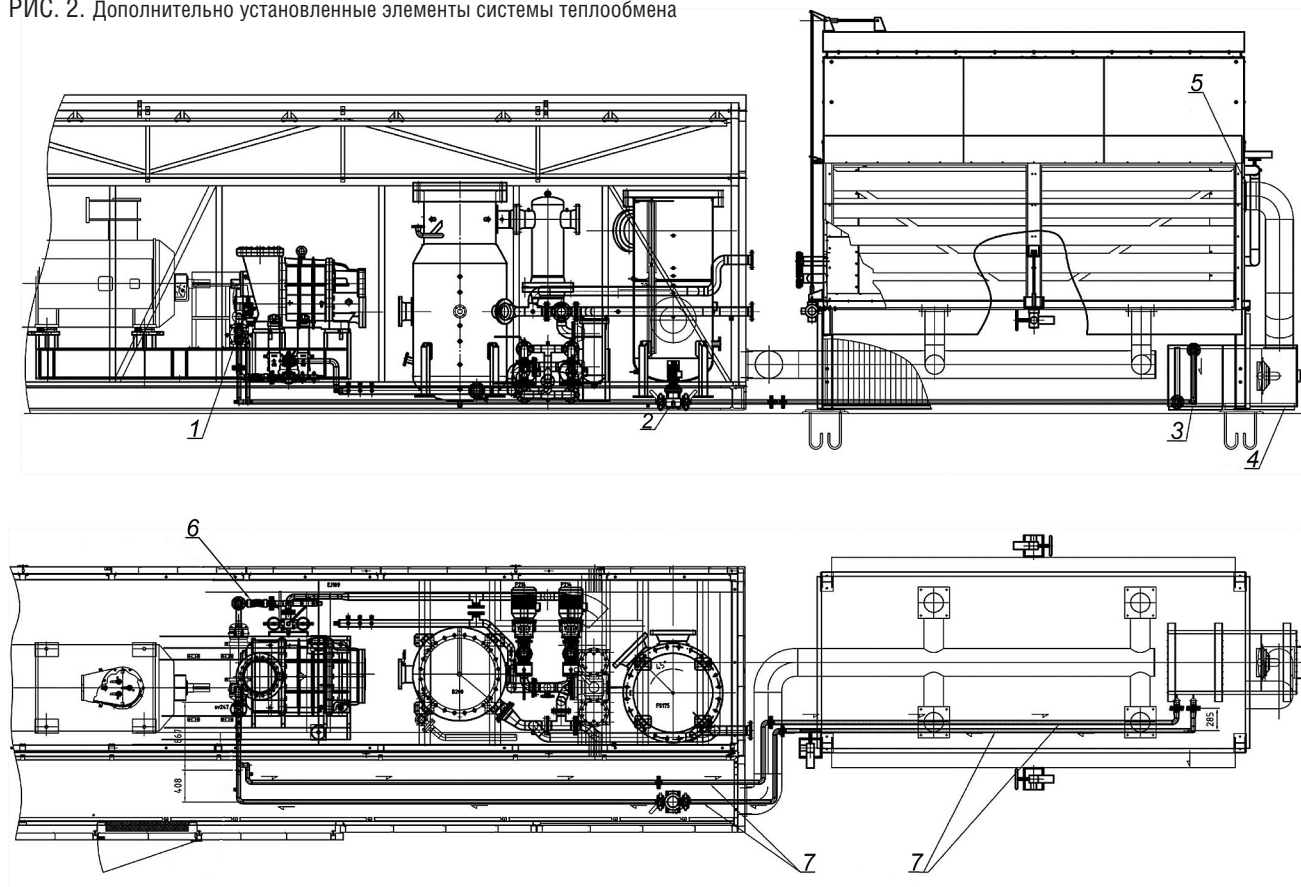
Замена масла MG11 на MG22 нарушила циркуляцию масла в масляной системе во время запуска компрессорных установок после длительной стоянки при отрицательных температурах (ниже  $-10^\circ\text{C}$ ). Это происходило из-за большой вязкости масла в выносном аппарате воздушного охлаждения (АВО, см. фото 4). Во избежание такой ситуации было разработано инженерное решение по подогреву масла в АВО во время пуска компрессорной установки.



ФОТО 4. Аппарат воздушного охлаждения после модернизации системы теплообмена ДКУ

В период пуска масло насосом перемещается по малому кольцу и подогревается электрическим подогревателем масла в маслоотделителе (так называемый «горячий пуск») и за счёт трения и сопротивления в трубах. Для нормальной работы это тепло необходимо отводить в

РИС. 2. Дополнительно установленные элементы системы теплообмена



- |                               |   |
|-------------------------------|---|
| 1 – жидкостной теплообменник; | 5 – воздуховод;                                 |
| 2 – насос жидкости;           | 6 – мембранный расширительный бак для жидкости; |
| 3 – жидкостной радиатор;      | 7 – соединительные трубопроводы;                |
| 4 – вентилятор;               |   |

АВО, но масло туда не поступает, так как требуется большое усилие, чтобы выдавить густое масло из АВО. В итоге, последовало предложение: тепло из маслобака и маслоотделителя отводить жидкостью и эту жидкость использовать для обогрева АВО.

С этой целью установили дополнительные элементы системы теплообмена (см. рис. 2): жидкостной теплообменник в маслобаке; насос циркуляции жидкости; жидкостной радиатор для обогрева АВО; вентилятор принудительной циркуляции воздуха; воздуховод; мембранный расширительный бак для жидкости; соединительные трубопроводы; приборы КИПиА.

В качестве жидкости применили раствор гликоля с концентрацией, обеспечивающей незамерзание жидкости до температуры  $-45^{\circ}\text{C}$ . Помимо гликоля может применяться также тосол.

Таким образом, в период пуска компрессорной установки (это

20–25 мин.) тепло, которое выделяется при сжатию газа в компрессоре и передается маслу, отбирается гликолем в жидкостном теплообменнике (1). Насосом (2) разогретый гликоль подаётся в жидкостной радиатор (3). Радиатор принудительно обдувается воздухом, который подаёт вентилятор (4). Разогретый воздух по воздуховоду (5) подаётся в АВО и нагревает в нём масло до температуры, необходимой для начала нормальной работы компрессорной установки.

## Вывод

Опыт создания данной компрессорной станции показал, что компания ЭНЕРГАЗ предлагает в каждом конкретном случае индивидуальные технические решения, разработанные с учётом особенностей эксплуатации установок. Индивидуальный подход позволяет добиться максимальной эффективности

и надёжности при эксплуатации газодожимного оборудования.

При сжатии тяжёлого газа (газа высокой плотности) предлагается повышать температуру масла на впрыске в рабочие ячейки, температуру газомасляной смеси на нагнетании для того, чтобы избежать конденсации газа в рабочих ячейках. Одновременно следует использовать для смазки компрессора масло более высокой вязкости и подогревать масло в АВО в период пуска компрессора после длительной стоянки при низких температурах. Для работы с ПНГ, давление которого приближено к вакууму, необходимо устанавливать на входе газа в ДКУ быстродействующие клапаны. ●

**ЭНЕРГАЗ**  
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 34  
тел.: +7 (495) 589-36-61  
факс: +7 (495) 589-36-60  
info@energaz.ru  
www.energaz.ru

**ХІІ МОСКОВСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ**



**XII MOSCOW  
INTERNATIONAL  
ENERGY  
FORUM**

# **ТАЭК РОССИИ В XXI ВЕКЕ**

**21 - 23 АПРЕЛЯ 2014 г.  
МОСКВА, ГОСТИНЫЙ ДВОР**

**ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ**

**10 МЕЖДУНАРОДНЫХ  
КОНФЕРЕНЦИЙ**

**IX МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА**

**3000 УЧАСТНИКОВ**

**120 УНИКАЛЬНЫХ  
ДОКЛАДОВ**

**2500 МЕТРОВ  
ЭКСПОЗИЦИИ**

**Институциональные условия и стратегические меры  
повышения конкурентоспособности российского ТЭК**



**РЕГИСТРАЦИЯ:**

**119019, Москва, а/я 76  
Тел./факс: +7 (495) 664-24-18  
info@mief-tek.com**

**www.mief-tek.com**

14+

**ОРГАНИЗАТОРЫ**

**Комитет Совета Федерации  
по экономической политике**

**Комитет Государственной Думы  
по энергетике**

**Министерство энергетики  
Российской Федерации**

**Министерство иностранных дел  
Российской Федерации**

# ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ПЕРЕСЛАИВАЮЩЕГОСЯ РАЗРЕЗА

**Камаль Каматов,**  
аспирант,

**Валерий Подгорнов,**  
д.т.н.,  
профессор  
РГУ нефти и газа им. Губкина

Низкие показатели механической скорости проходки и проблемы удержания проектной траектории скважины характерны при проводке наклонно-направленных и горизонтальных стволов в часто переслаивающихся терригенных и карбонатных породах в разрезах месторождений Республики Коми и Ненецкого АО [1]. Возрастающий объем проходки на этих месторождениях требует повышения эффективности за счёт оптимизации режимов бурения, применения специально разработанных модификаций долот и компоновок низа бурильной колонны.

Критерием оптимизации процесса бурения может служить механическая скорость проходки, которая, являясь «интегральным» показателем буримости горных пород, наиболее полно учитывает разнообразные внутрискважинные процессы, влияющие на процесс разрушения породы долотом. Естественно, что буримость горных пород зависит не только от физических свойств пород, но также

и от механизма взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем скважины, применяемых технологических режимов бурения, влияния среды промывочной жидкости и ряда других факторов.

В нашей работе предпринята попытка оценить эффективность разрушения интервала переслаивающихся пород различной твёрдости путем сопоставления прочности горных пород с затратами механической энергии на углубление забоя.

К основным физико-механическим свойствам горных пород, входящим в понятие буримости, относятся их плотность, прочность, упругость и абразивность. При выборе конкретного типа породоразрушающего инструмента и режимов бурения, в первую очередь, учитываются прочностные и абразивные характеристики геологического разреза.

Механические свойства горных пород наиболее точно определяют по образцам керна в лабораторных условиях. Однако

РИСУНОК 1а

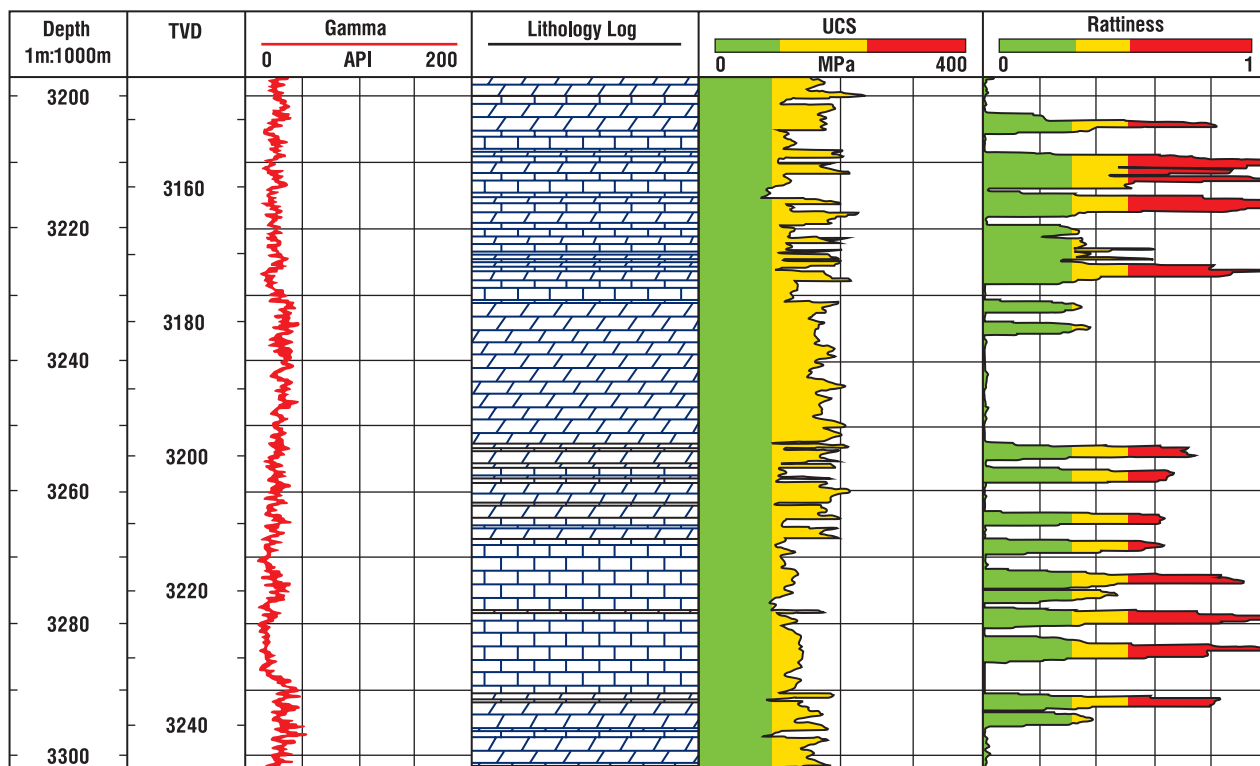
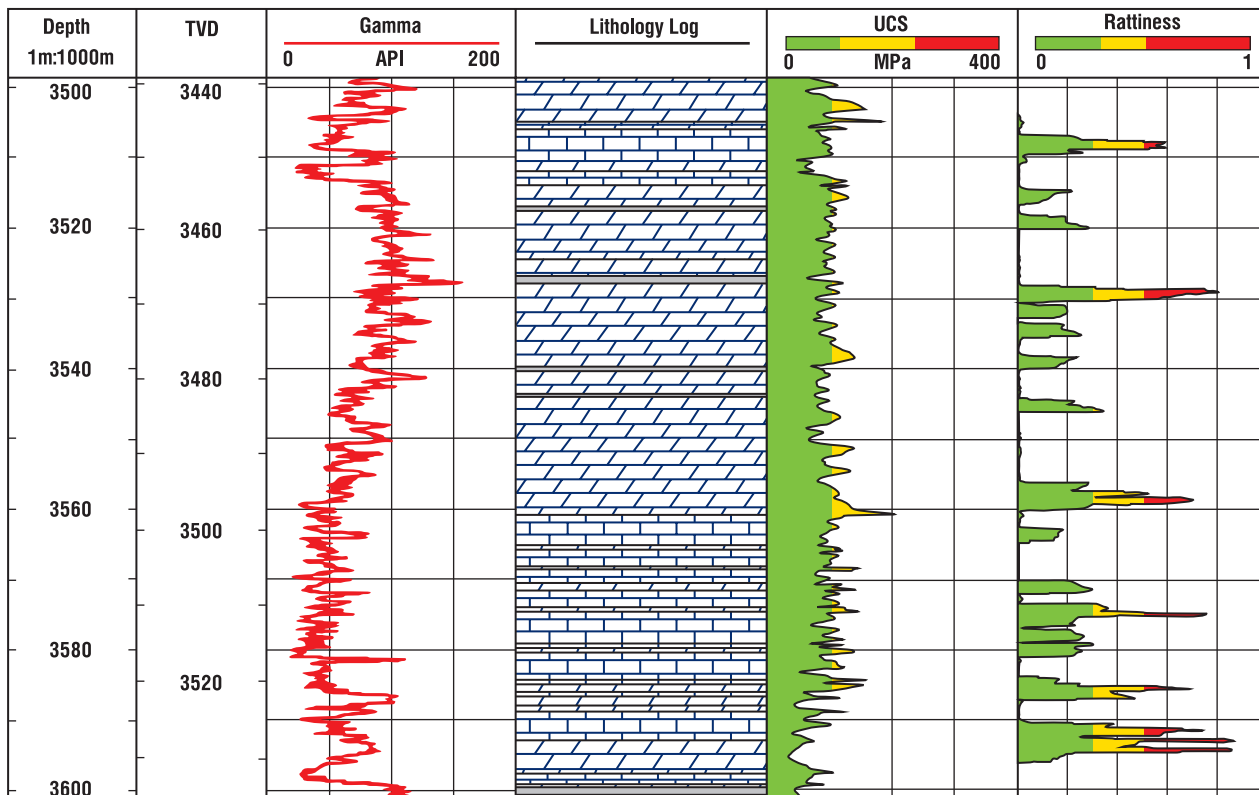






РИСУНОК 16



на текущем этапе развития технологий есть возможность с той или иной степенью достоверности количественно оценить ряд механических свойств горных пород по данным скважинных геофизических исследований (ГИС) [2]. Например, радиоактивные методы каротажа позволяют установить плотность материала зерен горных пород; по совмещенным показаниям акустического и плотностного каротажей определяются модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Существующие модели прочности горных пород позволяют производить ее вычисление по геофизическим данным; в настоящее время известно свыше 30 эмпирических выражений для определения прочности различных пород при одноосном сжатии [3]. К сожалению, не существует сколько-нибудь достоверной методики определения абразивных свойств горных пород по данным ГИС.

Для анализа прочностных характеристик горных пород по стволу горизонтальной скважины, пробуренной в условиях частого переслаивания различных по твердости отложений, нами использованы промысловые геофизические материалы. Обработка с помощью

компьютерного программного обеспечения данных электрических (потенциалы собственной поляризации, индукционный каротаж, резистивиметрия), радиоактивных (естественная гамма-активность горных пород, плотностной гамма-гамма каротаж) и акустических методов ГИС дала возможность получить базовую литологическую характеристику исследуемого интервала, включающего известняки, доломиты, песчаники и глины. Корреляция с учетом фактической шламogramмы, составленной при проведении геологических исследований скважины на базе станции ГТИ, позволила дополнительно выделить в разрезе скважины аргиллиты, мергель, алевролит.

На рис. 1 представлен литологический разрез рассматриваемой скважины (столбец Lithology Log) в интервалах (а) Верхнефранского яруса и (б) Пашийской свиты. Известно, что показания акустических методов ГИС коррелируются с прочностью горных пород при одноосном сжатии, измеренной на образцах керн в лабораторных условиях при атмосферном давлении [2, 3].

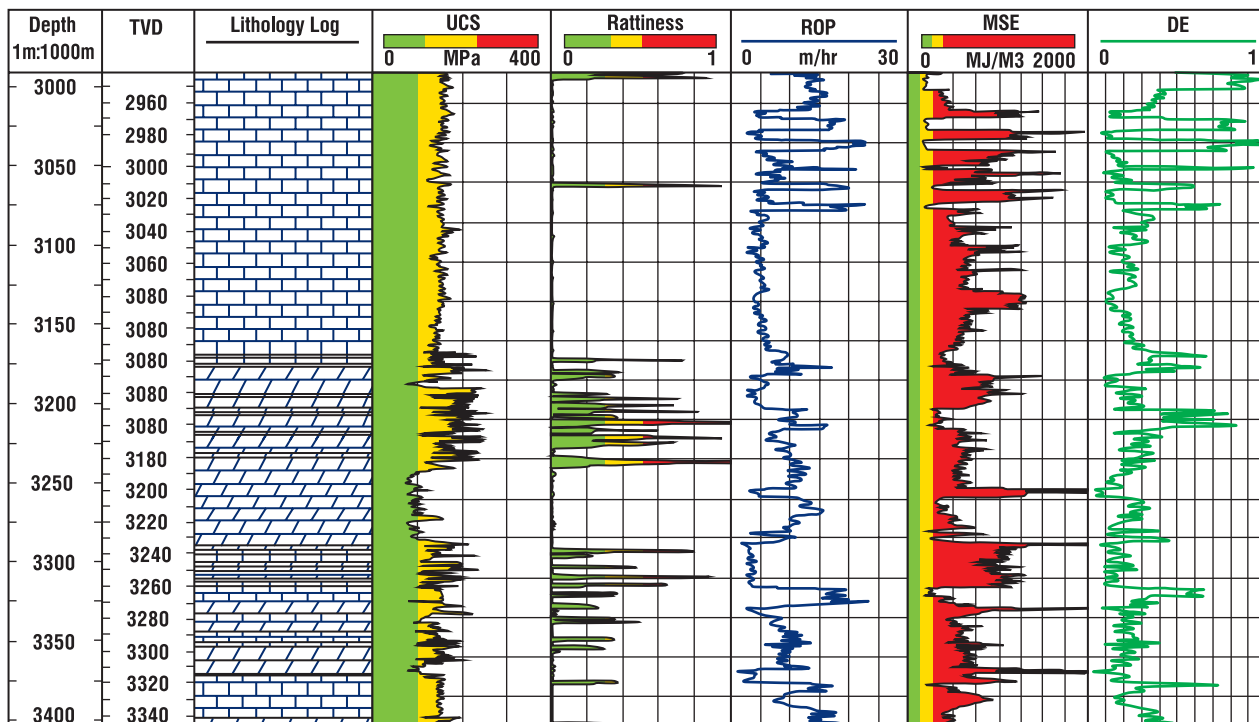
При этом в естественных условиях залегания горные породы находятся

под избыточными внешними напряжениями, что сопровождается повышением их прочности. Однако практическое ее вычисление сильно затруднено, поэтому в данной работе под прочностью породы мы будем понимать напряжение, необходимое для ее разрушения, вычисленное по показаниям ГИС и представленное графиком UCS на рис. 1.

При сопоставлении литологической колонки и рассчитанных значений прочности горных пород наблюдаем, что в интервалах (пачках) однородных пород значение их прочности остается относительно постоянным, в то время как в интервалах переслаиваний величина прочности горных пород многократно и скачкообразно изменяется. Известно, что при прохождении перемежающихся по прочности пропластков горных пород возникают сильные вибрации буровой колонны, провоцирующие хаотичный разброс значений реактивного момента и ударно-абразивный износ вооружения и корпуса породоразрушающего инструмента [1]. Возникает вопрос о количественной оценке интенсивности переслаиваний горных пород.

Компанией Baker Hughes запатентован и реализован в программном обеспечении

РИСУНОК 2а



алгоритм, позволяющий получить характеристику разреза в виде числового индекса частоты переслаивания в безразмерном виде. Методика разработана с таким учетом, что каждой отметке глубины скважины соответствует свое значение индекса, изменяющееся в диапазоне от 0 до 1. При этом величины в интервале 0–0.3 принимаются «неопасными», в интервале 0.3–0.5 – «умеренно опасными», свыше 0.5 – «крайне опасными». Промысловый опыт применения данного алгоритма свидетельствует об адекватности такой оценки и успешном выявлении потенциально опасных геологических интервалов в скважинах.

На полученном графике (рис. 1, столбец Rattiness) выделяются интервалы 3200–3300 м и 3500–3600 м по стволу скважины с высоким (от 0.6 до 1) индексом частоты переслаивания. В привязке к стратиграфической колонке, указанные интервалы принадлежат соответственно Верхнефранскому и Пашийскому горизонтам. При проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин на рассматриваемом месторождении именно в эти горизонты наблюдались высокий уровень вибраций КНБК и неуправляемость компоновок с ВЗД и долотами PDC.

Для оценки работы КНБК и долота на забое воспользуемся концепцией удельной механической энергии. Она устанавливает связь удельной энергии, требующейся на разрушение единицы объема горной породы, с входными (нагрузка и частота вращения долота) и выходными (механическая скорость и момент на долоте) параметрами режима бурения [4].

Данная концепция выражается следующей зависимостью

$$MSE = \frac{1}{D^2} \times (1.274 \times WOB + 480 \times \frac{RPM \times T}{ROP})$$

где MSE – удельная механическая энергия, затрачиваемая на разрушение единицы объема породы, МДж/м<sup>3</sup>; D – диаметр долота, мм; WOB – нагрузка на долото, кг; RPM – частота вращения долота, об/мин; T – момент на долоте, Н\*м; ROP – механическая скорость бурения, м/ч.

Данная модель не учитывает гидравлическую энергию потока промывочной жидкости, подводимую к забою и оказывающую влияние на механическую скорость проходки за счет своевременного удаления выбуренной породы из призабойной зоны, частичного разупрочнения породы и компенсации порового давления. Тем не менее, она

успешно применяется для оценки эффективности и проектирования режимов бурения.

На сегодняшний день существуют технологии, которые позволяют производить непосредственные замеры забойных параметров режима бурения, входящих в указанное выражение. К ним относятся, например, приборы CoPilot и MultiSense, разработанные компанией Baker Hughes и измеряющие большое количество внутрискважинных параметров, при этом CoPilot позволяет передавать эти данные на поверхность в реальном времени. Однако, в случае применения КНБК, включающей стандартные ВЗД и телесистему, ни один из приведенных забойных параметров не может быть замерен непосредственно. Для их определения была использована методика, описанная в [5].

Компоновка с ВЗД спускается в скважину. Не доходя до забоя, включают циркуляцию бурового раствора. После запуска двигателя, при его работе в режиме холостого хода отмечают давление  $p_x$  на стояке буровой установки, а затем производят проворачивание буровой колонны с поверхности ротором или верхним приводом и замеряют величину момента на роторе (ВСП) в режиме работы ВЗД на холостого хода  $M_{p.x.}$



Затем бурильная колонна с работающим двигателем подается вниз до контакта с забоем, плавно создается осевая нагрузка на долото. Определяют рабочий режим работы ВЗД по давлению на стояке  $p_p$ , после чего проворачивают бурильную колонну с замером момента на роторе (ВСП)  $M_{p.p.}$ . Полученные результаты измерений можно интерпретировать следующим образом.

Для определения момента на долоте  $M_d$  на практике часто применяют соотношение

$$M_d = M_{p.p.} - M_{p.x.}$$

Это довольно грубое приближение, поскольку при вращении КНБК на забое крутящий момент на поверхности увеличивается, в том числе, из-за возрастания локальных крутящих моментов на элементах КНБК. Для наших расчетов будем использовать дифференциальный перепад давления на ВЗД

$$\Delta p = p_p - p_x$$

по которому вычисляем момент на ВЗД, равный моменту на долоте, по формуле

$$M_d = M_{ВЗД} = \beta(\Delta p)$$

Определение частоты вращения долота  $n_d$  производится по формуле

$$n_d = n_{ВЗД} + n_{БК}$$

где  $n_{ВЗД}$  определяется по спецификации ВЗД для данного расхода промывочной жидкости и дифференциального перепада давления  $\Delta p$ ,  $n_{БК}$  определяется непосредственным измерением на роторе или ВСП.

В общем случае, определение нагрузки на долото  $P_d$  по разнице веса бурильной колонны, зафиксированной ГИВ, является ошибочным. Авторами [5] предложена следующая формула, позволяющая учесть влияние трения бурильной колонны при бурении на снижение фактически доводимой нагрузки до долота

$$P_d = P_{д}^{ГТИ} - \frac{4(M_{p.p.} - M_{p.x.})v_{мех}}{n_{БК}D^2}$$

где  $P_{д}^{ГТИ}$  – разность веса бурильной колонны при отрыве долота от забоя и работе долота на забое, кН;  $v_{мех}$  – механическая скорость бурения, м/с;  $D$  – диаметр долота, м.

Таким образом, обработка стандартного механического каротажа станции ГТИ позволяет определить приблизительные величины забойных параметров режима бурения для КНБК с ВЗД. С учетом принятых допущений, нами получена характеристика удельной механической энергии для разрушения забоя при углублении скважины в интервале бурения под эксплуатационную колонну.

Рассмотрим интервал 3000–3400 м по стволу скважины, пробуренный долотом PDC (рис. 2а). Верхняя часть интервала (примерно до 3200 м) представлена пачками известняков, относящихся к Фаменскому ярусу. По нашей оценке, их прочность варьируется от 120 до 150 МПа. Другая часть интервала представлена частым переслаиванием известняков, доломитов и аргиллитов Верхнефранского яруса с прочностью

от 80 до 200 МПа. Из рис. 2а видно, что в однородных породах (индекс частоты переслаивания близок к нулю) удельная механическая энергия принимает значения в интервале 300–600 МДж/м<sup>3</sup>, а мгновенная механическая скорость в интервале 5–25 м/ч. При этом отмечаются периодические увеличения механической энергии до 1500 МДж/м<sup>3</sup> при ориентированном бурении, которое сопровождается неравномерным удержанием нагрузки на долото из-за подвисаний КНБК с последующим срывом на забой.

При бурении пород Верхнефранского яруса со схожими прочностными характеристиками, представленных частым переслаиванием (индекс частоты переслаивания выше 0.5), механическая скорость бурения снижается до 3–8 м/ч, при этом удельная энергия для разрушения пород возрастает до 2000 МДж/м<sup>3</sup>.

В связи с неуправляемостью КНБК с лопастным долотом в частом чередовании пород, углубление скважины в Пашийской свите (интервал 3450–3700 м по стволу скважины) было продолжено шарошечными долотами (рис. 2б). При прочности горных пород 60–120 МПа удельная механическая энергия превышает 1500 МДж/м<sup>3</sup>, механическая скорость проходки составляет не более 3 м/ч.

При сравнении величин MSE и UCS видно, что на всем интервале бурения под эксплуатационную колонну удельная механическая энергия значительно больше прочности горных пород, полученной нами ранее (рис. 2,

РИСУНОК 26

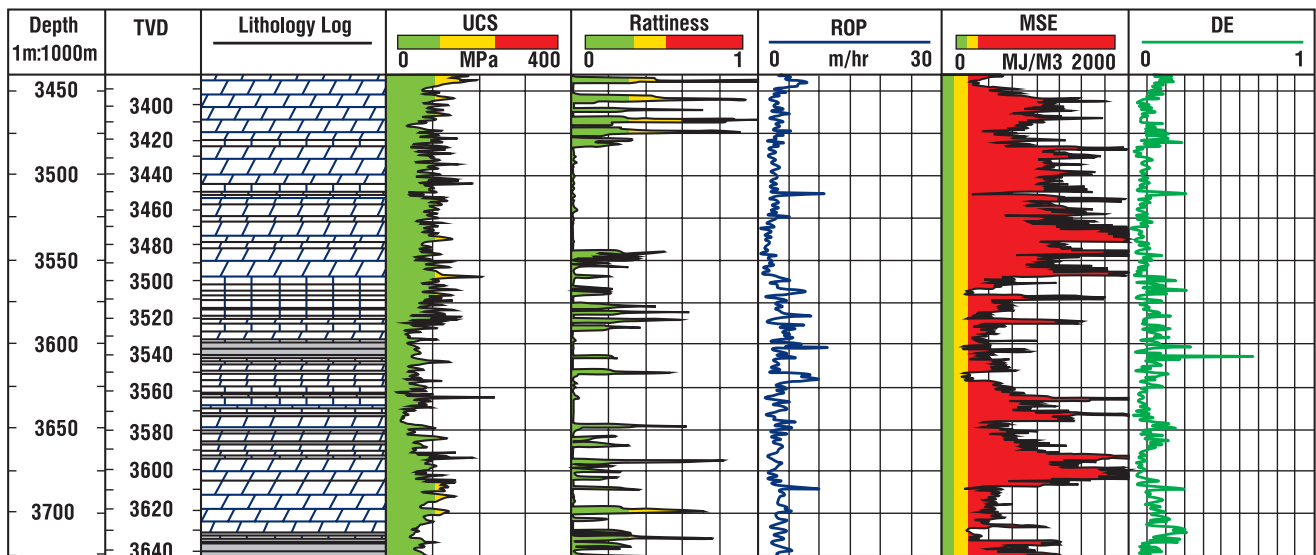
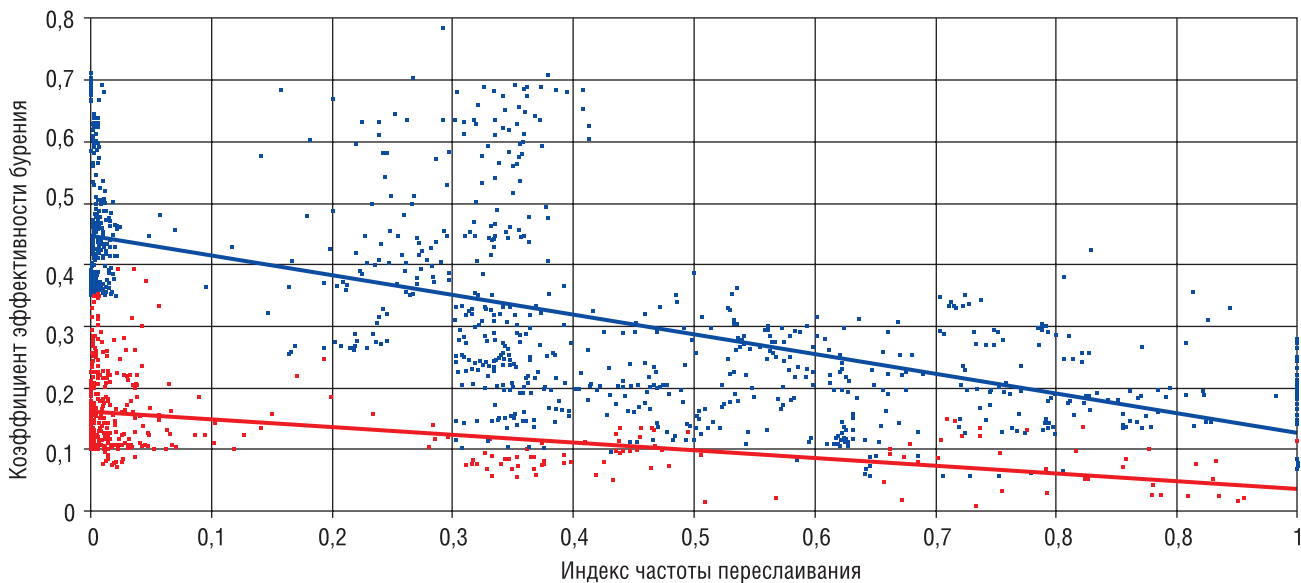


РИСУНОК 3



столбцы MSE и UCS). Установлено, что при идеальных условиях бурения величина удельной механической энергии стремится к прочности горной породы [4].

Для оценки эффективности механического разрушения горных пород рассмотрим отношение

$$DE = \frac{UCS}{MSE}$$

DE – коэффициент механической эффективности бурения (рис. 2, столбец DE).

Показательна зависимость данного коэффициента от типа долота и индекса частоты переслаивания горных пород (рис. 3). При бурении долотом PDC (синий цвет на рис. 3) в относительно однородных породах Фаменского яруса (индекс частоты переслаивания ниже 0.3) значения DE в среднем составляют около 0.5, при этом отмечаются кратковременные повышения коэффициента до 0.6–0.7. При переходе в перемежающиеся породы Верхнефранского яруса (индекс частоты переслаивания выше 0.5) эффективность разрушения горных пород снижается до 0.25–0.3.

Шарошечные долота (красный цвет на рис. 3) использовались в Пашийской свите, представленной преимущественно частым переслаиванием карбонатных и глинистых пород различной прочности.

В интервалах с низким индексом частоты переслаивания эффективность бурения шарошечными долотами

приближается к 0.2, однако при увеличении колебаний прочности пород значения DE снижаются до 0.05–0.1.

Низкие показатели коэффициента эффективности бурения указывают на несовершенство механики взаимодействия долота с забоем скважины как в силу конструкции долот и их постепенного износа при работе в скважине, так и вследствие применения неэффективных режимов бурения, способствующих созданию интенсивных вибраций КНБК. С точки зрения физики процесса, малые значения коэффициента DE означают, что большая часть энергии, подводимой к забою, расходуется не на разрушение горной породы, а на преодоление диссипативных сил, создание и поддержание в системе незатухающих колебаний, что подтверждается данными с датчиков вибраций телесистемы, входящей в состав КНБК.

Таким образом, для условий перемежающегося геологического разреза требуется оптимизация режимов бурения в комплексе с конструкцией породоразрушающего инструмента и соответствующая компоновка узлов КНБК, обеспечивающая снижение уровня вибраций и стабилизирующая реактивный момент на долоте, что, в конечном итоге, позволит увеличить механическую скорость бурения.

### Выводы

Установлено, что механическая энергия, затрачиваемая на разрушение горных пород,

значительно превышает их предел прочности на сжатие.

Энергетическая эффективность применения шарошечных долот ниже по сравнению с долотами PDC как в однородных, так и в неоднородных породах, что, в первую очередь, связано со способом разрушения забоя скалыванием при использовании шарошечных долот.

С увеличением перемежаемости разреза эффективность бурения каждым из этих типов долот заметно снижается, и наименьшие значения коэффициентов DE (0.1 для шарошечных и 0.25 для PDC) зафиксированы в интервалах, характеризующихся высокочастым переслаиванием горных пород со значительным изменением их прочности (индекс частоты переслаивания выше 0.5). ●

### Литература

1. Каматов К.А., Подгорнов В.М. Факторы, влияющие на показатели работы долот PDC в перемежающихся по твердости горных породах при бурении наклонных и горизонтальных скважин в Тимано-Печорском регионе. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, №2, 2013.
2. Khaksar A. et al. Rock properties from core and logs: Where we stand and ways to go. // SPE Paper 121972.
3. Chang C. et al. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. // Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 51, issues 3–4, 2006.
4. Teale R. The Concept of Specific Energy in Rock Drilling. // International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, vol. 2, 1965.
5. Овчинников В.П., Двойников М.В. и др. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин. – Тюмень, Издательство ТюмГНГУ, 2008.



# EU BC&E 2014

22я Европейская  
Конференция и  
Выставка по  
биомассе

ССН - Конгресс-центр  
Гамбург, Германия

23-26 июня 2014

**Ведущая международная платформа, созданная для диалога между исследованием, индустрией, политикой и бизнес-рынком биомассы**

## Конференция

- 1,827 участников из 66 стран
- 357 ведущих, пленарных, устных и параллельных мероприятий и презентаций
- 400 визуальных презентаций
- 15%-ое увеличение общей посещаемости

## Выставка

- 80 представителей из 20 стран
- 20%-ое увеличение выставочной площади

## Параллельные мероприятия

- 13 параллельных мероприятий, посвященных последним технологическим достижениям, бизнесу и рынку биомассы

(источник: Результаты EU BC&E 2013)



## КОНТАКТЫ



[www.eubce.com](http://www.eubce.com)  
[facebook.com/  
EuropeanBiomassEUBCE](https://facebook.com/EuropeanBiomassEUBCE)  
[twitter.com/EUBCE](https://twitter.com/EUBCE)  
[youtube.com/EUBCE](https://youtube.com/EUBCE)

# ДОЛОТА С РЕЗЦАМИ PDC ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

**В.В. Нескоромных,**  
заведующий кафедрой  
техники разведки  
МПИ Сибирского  
федерального университета,  
д.т.н.,  
профессор,

**К.И. Борисов,**  
д.т.н.,  
доцент кафедры бурения  
скважин  
Института природных  
ресурсов Национального  
исследовательского  
Томского политехнического  
университета

Для бурения скважин различного назначения в мягких, горных породах средней твердости, а также частично в твердых породах в большом объеме применяются долота с поликристаллическими алмазно-твердосплавными резцами типа PDC. Перспективность данного вида вооружения долот доказана высокими результатами их применения. Практика показывает, что при бурении глубоких скважин долота PDC обеспечивают проходку на инструмент более 1000 метров при средней механической скорости бурения до 35–40 м/ч. Поэтому в настоящее время в Сибирском регионе объемы проходки с использованием долот класса PDC достигают 85–90% от общих объемов промышленного бурения скважин.

В то же время следует отметить, что для дальнейшей оптимизации проектирования долот PDC, при расчете схем размещения резцов на торце долота необходимо более точное понимание механики процессов резания-скалывания, которое бы учитывало все основные аспекты производительного бурения и обеспечения высокой износостойкости породоразрушающих резцов.

В данной работе выполнен анализ установившегося режима резания-скалывания породы резцом PDC.

При перемещении резца под действием крутящего момента при установившемся режиме и глубине резания-скалывания породы будет справедлива следующая схема работы резца (рис. 1).

Важным для получения результирующей зависимости влияния параметров на глубину резания является обоснование направления действия результирующей силы  $R$  при установившемся режиме резания-скалывания при котором при неизменных внешних параметрах глубина резания-скалывания породы не меняется.

Усилие  $R$  – результирующая осевой силы  $P_{oc}$  и тангенциальной силы резания-скалывания породы  $F_p$ . Если эта сила ориентирована под прямым углом к плоскости резца,

РИС. 1. Схема к анализу процесса-резания скалывания породы резцом PDC

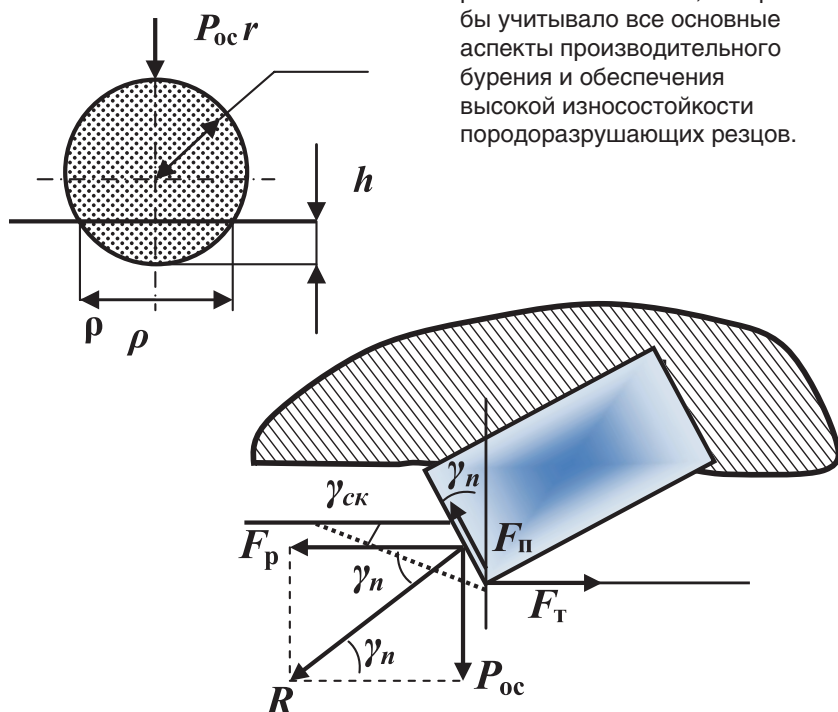


РИС. 2. Схемы для анализа механики резания-скалывания резцом

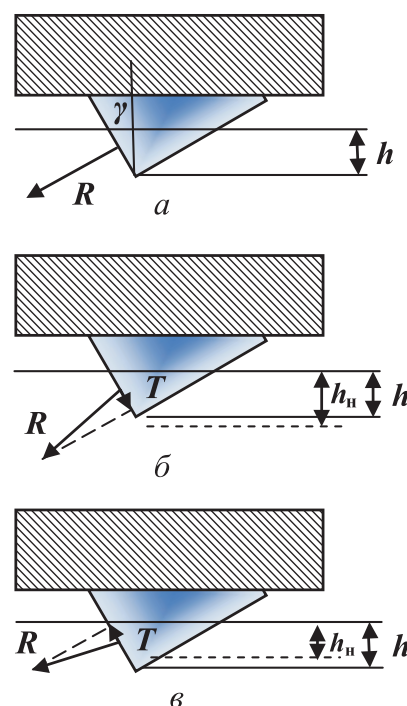
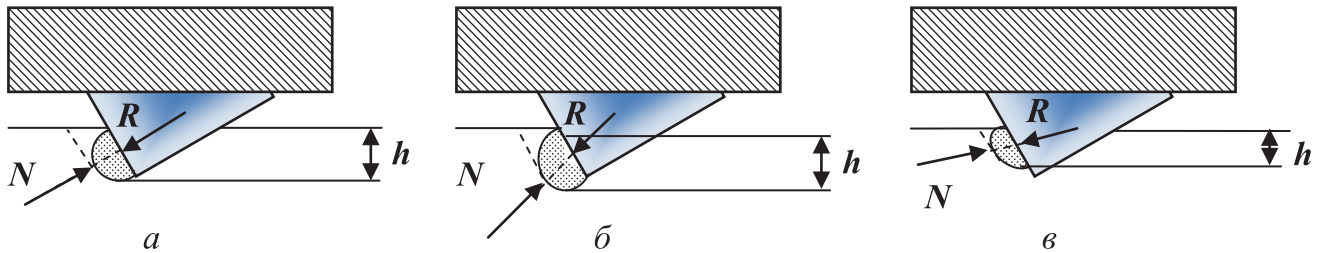




РИСУНОК 3. Схемы трансформации ядра сжатия породы при установившемся режиме резания-скальвания (а), заглуплении реза (б) и повышении сопротивления резанию-скальванию (в)



то её проекция на плоскость реза равна нулю. Это режим установившегося процесса без изменения глубины резания-скальвания  $h$  (см. рис. 2, а).

Если результирующая  $R$  направлена вниз и не образует прямого угла с плоскостью реза, то появляется сила  $T$ , которая нарушает равновесие и вызывает заглупление реза от  $h$  к  $h_n$  (см. рис. 2, б).

Такая ситуация возможна при повышении осевого усилия или мгновенного снижения усилия резания-скальвания вызванного, например, ослаблением породы и ее сопротивления вследствие появления трещины, каверны в породе, снижения плотности, твердости, или упруго-пластичных свойств.

В случае, если же результирующая  $R$  ориентирована вверх (рис. 2, в), что может быть связано со снижением осевого усилия на инструмент или повышением сопротивления породы резанию-скальванию породы (рост тангенциального усилия), например, вследствие повышения частоты вращения инструмента, то проекция  $T$  ориентирована вверх, что неизбежно вызывает снижение глубины резания-скальвания от  $h$  к  $h_n$ .

Таким образом, векторная направленность результирующей  $R$ , вызванная изменением осевой силы и тангенциальной силы резания-скальвания, меняет баланс сил при разрушении, и определяет глубину резания-скальвания.

Колебания величины и направления силы  $R$  при резании-скальвании происходят постоянно, но установившийся режим этого процесса при неизменном  $h$  возможен только когда эта сила направлена под прямым углом к плоскости реза. Этот

постулат можно рассматривать универсальным для любого типа реза.

Важным с нашей точки зрения является также рассмотрение роли и поведения «ядра сжатия», формируемого в разрушаемой горной породе резцом в процессе резания-скальвания. Ядро сжатия породы влияет на распределение сил и дает понимание важности коэффициента внутреннего трения, который участвует в представляемых формулах.

Реакция породы  $N$  (рис. 3) воздействует не на сам резец, а на ядро сжатия породы. Таким образом, усилие  $R$  тратится, прежде всего, на деформирование породы в ядре сжатия, создавая напряжения, достаточные для скальвания породы [1]. Т.е. основные траты усилия  $R$  – это процессы деформирования породы и преодоление сил внутреннего трения в ядре. Линия скальвания породы перед ядром сжатия ориентируется с учетом размеров и геометрии ядра сжатия и переднего угла наклона реза.

Размеры ядра сжатия существенно зависят от упруго-пластичных и прочностных свойств горных пород. В мягких породах ядро сравнительно большое и слабо уплотненное, поскольку порода от действия ядра выходит на поверхность при малом усилии резания. В твердых породах ядро меньшего размера и бывает оформлено в виде полусферы или сегмента эллипсоида. К примеру, если усилие  $R$  направлено под прямым углом к плоскости реза, то форма ядра сжатия более симметричная (рис. 3, а). Если усилие  $R$  ориентировано вниз (рис. 3, б), то и ядро сжатия будет деформировано в глубину, увеличивая глубину резания-скальвания (глубина резания-скальвания зависит

от глубины проникновения ядра сжатия породы). Если усилие  $R$  ориентировано вверх, то ядро ориентировано к поверхности забоя, глубина борозды резания-скальвания снижается (рис. 3, в).

На базе аналитического представленного аналитического заключения, равнодействующее усилие  $R$  сил резания-скальвания  $F_p$  и осевого усилия  $P_{oc}$  (рис. 2) определим из соотношения

$$R = \frac{F_p}{\cos \gamma_n} = \frac{P_{oc}}{\sin \gamma_n} \quad (1)$$

Усилие резания-скальвания породы  $F_p$  определим, рассмотрев схему на рис.1.

$$F_p = S_{ск} \sigma_{ск} (1 + tg\varphi) + fP_{oc} \quad (2)$$

Форма площадки скальвания, формируемая резцом PDC, представляет собой, при некоторых упрощениях, эллипс с полуосями  $0,5\rho$  и  $AB$  (рис. 1). Размер ее  $S_{ск}$  рассчитываем как площадь половины эллипса.

$$S_{ск} = 0,5 \pi \rho \cdot AB = 0,5 \pi \sqrt{dh} \cdot \frac{h}{\sin \gamma_{ск}} \quad (3)$$

РИСУНОК 4. Схема размещения реза с поворотом на угол  $\varphi_p$  относительно направления резания-скальвания породы

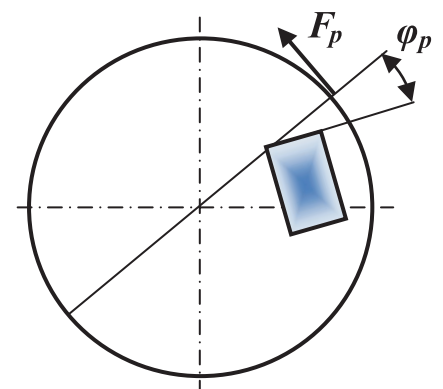
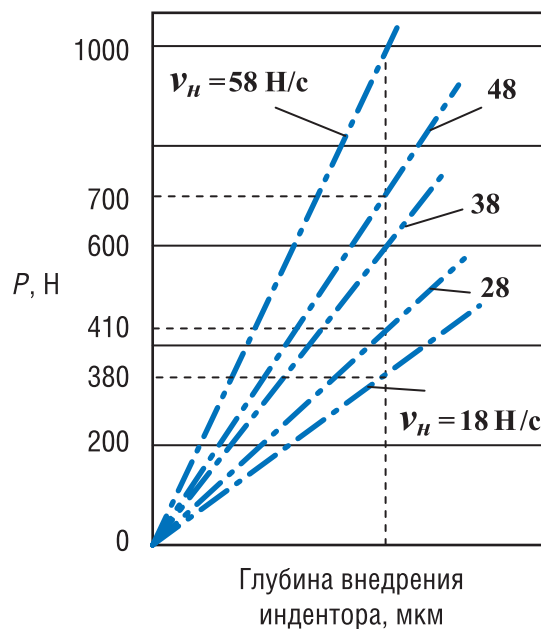


РИС. 5. Экспериментальная зависимость усилия резания-скалывания породы от скорости резания-скалывания



РИС. 8. Экспериментальные зависимости глубины внедрения индентора от скорости нагружения  $v_H$



$$F_p = \frac{\sigma_{ск} \pi \sqrt{dhh} (1 + tg \varphi)}{\sin \gamma_{ск}} + fP_{oc} \quad (4)$$

Если учесть возможность установки резца с поворотом в направлении резания-скалывания породы  $\varphi_p$  (рис.4), ширина площадки скалывания в направлении перемещения резца будет меньше на величину  $\cos \varphi_p$ . В формуле это получит отражение следующим образом:

$$F_p = \frac{\sigma_{ск} \pi \sqrt{dhh} \cos \varphi_p (1 + tg \varphi)}{\sin \gamma_{ск}} + fP_{oc} \quad (5)$$

Используя ранее полученное выражение (1) для расчета  $F_p$  можно определить глубину резания-скалывания породы  $h$  из равенства полученных формул. Глубина резания-скалывания будет равна:

$$h = \sqrt[3]{\frac{P_{oc} \sin \gamma_{ск} (1 - ftg \gamma_n)}{\pi \sigma_{ск} \cos \varphi_p tg \gamma_n \sqrt{d} (1 - tg \varphi_n)}} \quad (6)$$

Из полученной формулы следует ряд важных выводов о влиянии на глубину резания-скалывания породы резцом PDC таких параметров как передний угол резца  $\gamma_n$ , угол поворота резца

относительно направления резания-скалывания породы  $\varphi_p$ , а также от изменчивости предела прочности горной породы на скалывание  $\sigma_{ск}$ , вследствие повышения скорости перемещения резца, например, при повышении частоты вращения долота. В этом случае предел прочности  $\sigma_{ск}$  будет расти, а значит, глубина резания-скалывания  $h$  снижаться.

Как следует из формулы, повышение переднего отрицательного угла  $\gamma_n$  приводит к снижению глубины резания-скалывания породы. Повышение угла поворота резца  $\varphi_p$  приводит к повышению глубины резания-скалывания  $h$ , так как снижается сопротивление резанию-скалыванию породы из-за уменьшения ширины борозды разрушения. Увеличение диаметра резца  $d$  снижает глубину резания-скалывания породы  $h$ .

Полученная зависимость (6) может успешно использоваться при проектировании буровых долот с резцами PDC. Например, на основе исследования закономерностей влияния скорости перемещения резца, при резании-скалывании породы на глубину его внедрения, и зависимости угла наклона траектории линейного перемещения резца от места (радиуса) его размещения в лопастях долота, можно с учетом полученной аналитической зависимости (6) определить

рациональную схему установки резцов на торце долота.

При проектировании долота следует учитывать такие важные обстоятельства, как тип горной породы и планируемый режим частоты вращения, для которого проектируется долото. В качестве важного параметра, характеризующего буримость горных пород, следует определить сопротивление горной породы резанию-скалыванию при различных значениях скорости протекания процесса ее разрушения. С целью оценки повышения сопротивления горной породы резанию-скалыванию может использоваться методика оценки динамической твердости горных пород, предложенная в работе [2].

Для мягких горных пород и пород средней твердости увеличение данного параметра может быть очень значительным. В работе [3] исследовано влияние линейной скорости перемещения резца бурового инструмента на процесс разрушения горной породы при неизменной глубине внедрения  $h$ , в результате которого выявлен рост сопротивления горной породы разрушению – усилие резания выросло в 5 раз при повышении скорости резания-скалывания в пределах 0,05 – 2,35 м/с (рис. 5).

Результаты указанных экспериментов находятся в





соответствии с известными положениями кинетической теории разрушения твердых тел [4]. С понижением начального энергетического барьера  $U_0$  у разрушаемой горной породы до уровня энергии активации  $U_\sigma$  за счет увеличения действующих сил резания в соответствии с теорией снижается время необходимое для завершения вероятностного процесса появления нарушений и разрушения связей между частицами горной породы  $\tau_p$ .

Эксперименты показали, что проявляется жесткая количественная взаимосвязь в динамической системе: «величина внешней разрушающей нагрузки – время распространения процесса разрушения конкретной горной породы (скорость перемещения разрушающего элемента вдоль плоскости резания) для конкретных условий динамического процесса резания горных пород инструментами режуще-скальвающего действия при неизменных значениях глубины внедрения  $h$  (резания-скальвания) и температуре процесса  $T$ .

Как следует из приведенного графика, при скоростях развития процесса резания-скальвания горной породы от 0 до 3 м/с, характерных для современных технологий бурения скважин, влияние этого фактора на процесс разрушения вполне достаточно, чтобы повлиять на результативность процесса бурения. Такие скорости развития процесса разрушения горной породы могут формироваться в процессе ударного бурения скважин, бурении долотами PDC и высокооборотном вращательном бурении алмазным буровым инструментом, в том числе при бурении гидравлическими забойными двигателями.

К примеру, скорость перемещения резца долота может определяться из зависимости

$$v_{л} = \pi D \omega,$$

где  $D$  – диаметр окружности, на которой размещается конкретный резец в лопасти долота (или диаметр долота), м;  $\omega$  – частота вращения долота,  $c^{-1}$ .

Тогда, при диаметре долота 0,19 м и частоте вращения  $10 c^{-1}$ , характерной для работы турбобура, линейная скорость резцов на кромке долота составит около 6 м/с.

В литературе приводятся и другие интересные результаты экспериментальных исследований по изучению характеристик динамического процесса разрушения горных пород. Так В.П. Рожковым [5] проведен эксперимент по вдавливанию конуса Роквелла (угол приострения  $120^\circ$ ) в горные породы с различной интенсивностью осевого нагружения  $v_n$  от 15 до 60 Н/с.

На рис. 8 приведены экспериментальные зависимости глубины внедрения индентора от усилия при различных скоростях его нагружения.

По результатам экспериментальных работ установлено, что для внедрения на определенную глубину в породу требуется значительно меньшее усилие, если скорость нагружения индентора будет ниже. При этом для внедрения, например, на глубину 200 мкм, независимо от скорости приложения усилия, время до достижения заданной глубины оказалось примерно равным и составило 15–18 с. В то же время изменение скорости приложения усилия приводит к изменению микротвердости породы. Например, микротвердость мрамора при росте интенсивности нагружения от 15 до 60 Н/с возросла от 1 до 4,5 кН/мм. Для более твердых горных пород показатель роста микротвердости при повышении скорости нагружения оказался еще выше.

Очень важным является рассмотрение и другого аспекта «скоростного упрочнения»

разрушаемых горных пород. Линейная скорость резания-скальвания долота PDC в зависимости от радиуса  $R$  траектории резца, размещенного на торце долота, определяется известным выражением

$$v_{л} = 2\pi\omega R.$$

Таким образом, если линейная скорость в центральной точке торца долота равна нулю, то, например, для долота диаметром 190,5 мм (0,1905 м) при частоте вращения долота  $300 \text{ мин}^{-1}$  ( $5 c^{-1}$ ), линейная скорость резца, размещенного на внешнем радиусе торца долота, будет равна 3 м/с.

Если диаметр долота 250,8 мм, то при том же значении частоты вращения линейная скорость будет равна около 4 м/с. На рис. 6 представлен график распределения скоростей перемещения резцов PDC размещенных вдоль лопасти долота при оборотах, характерных для низкооборотных забойных двигателей.

В результате такого распределения скоростей резания-скальвания резцы долота, размещенные ближе к наружному диаметру, должны вследствие роста  $\sigma_{ск}$  испытывать повышенное сопротивление резанию-скальванию, чем резцы, размещенные ближе к центру торца долота.

Для решения задачи выравнивания условий резания-скальвания породы, при которых все резцы на торце долота будут работать в равных условиях, испытывая равное сопротивление резанию-

РИС. 6. Зависимость линейной скорости перемещения резца  $V_{л}$  от расстояния его размещения от оси вращения долота  $R$ , (для частоты вращения долота 120 об/мин)

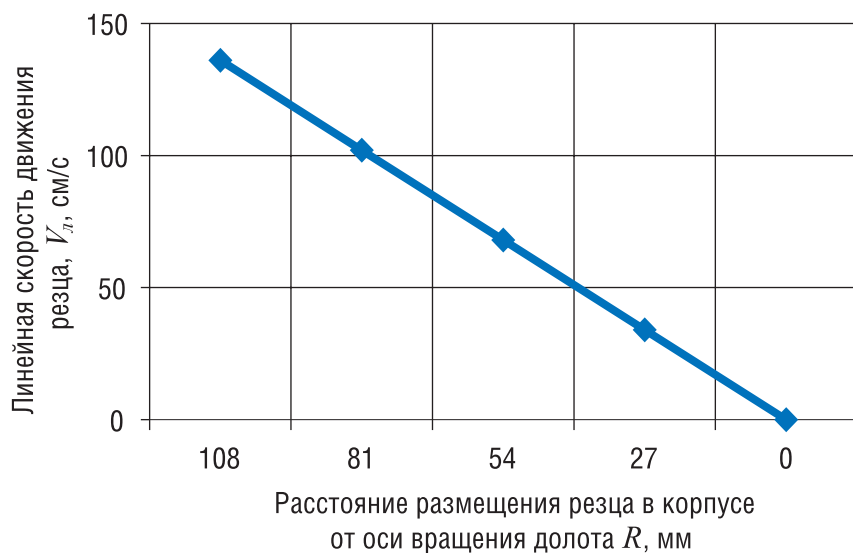
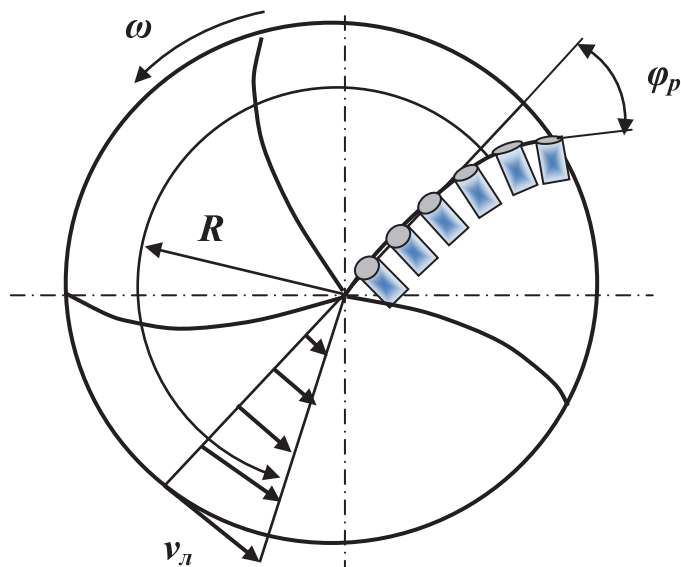


РИС. 7. Схема установки резцов на торце долота с учетом скоростей резания-скалывания породы



скалыванию, можно использовать при расстановке резцов следующие общие технические предложения, которые следуют из формулы (6).

1. Отрицательный передний угол установки резцов  $\gamma_n$  должен быть оптимальным для конкретного типа горных пород на наружной кромке торца долота и увеличиваться до максимально возможного ( $15-20^\circ$ ) при установке резцов ближе к центру долота.

При этом важны следующие рекомендации. Передний отрицательный угол  $\gamma_n$  не должен снижаться до нулевого значения и тем более переходить в область положительных значений, так как это может привести к контакту задней грани с динамической плоскостью резания-скалывания и отрицательно сказаться на стойкости резцов, особенно при бурении твердых, трещиноватых горных пород, горных пород с включением более твердых обломков, конгломератов и брекчий вследствие динамического характера разрушения породы.

Для определения конкретной величины переднего угла резца, размещенного на лопасти долота на некотором расстоянии от периферийного, необходимо использовать выражение:

$$\gamma_{ni} = \gamma_{n(i-1)} R_i / R_n \quad (7)$$

где  $\gamma_{ni}$  и  $\gamma_{n(i-1)}$  – абсолютные значения передних углов, а  $R_i$  и  $R_n$

радиусы размещения искомого и периферийного резцов в корпусе долота соответственно.

2. Диаметр резцов должен уменьшаться (при равной величине выпуска резцов) в направлении от центра торца к его периферии. Целесообразно использование критерия «формирования и поддержания одинаковых контактных давлений на всех сегментах размещения резцов в корпусе долота» за счет варьирования размерами резцов. Иными словами, для приведения текущих контактных давлений для резцов различных сегментов корпуса долота к одинаковым значениям необходимо использовать пластины размерного ряда обратно пропорционального величине действующих «реактивных» динамических нагрузок, возникающих со стороны разрушаемой горной породы.

Площадь контакта с горной породой PDC резцов лопасти долота текущего внутреннего ряда  $S_i$ , исходя из критерия «постоянства контактных давлений», находится по формуле:

$$S_i = S_{i-1} \frac{F_i}{F_{(i-1)}} \quad (8)$$

где  $F_{(i-1)}$ ,  $F_i$  – реактивная сила, действующая со стороны горной породы соответственно на предыдущий внешний и  $i$ -й текущий внутренний резцы;

$S_{i-1}$  – площадь контакта с породой предыдущего внешнего резца долота.

Кстати, площадь контакта PDC резца с горной породой  $S_i$  в соответствии с формулой (6) зависит от величины переднего угла  $\gamma_n$ .

Расчет значений реактивных сил, действующих на резцы, располагаемые на различных радиусах лопасти долота можно проводить по формуле рис. 5 [2]:

$$F_{xi} = F_{xo} + kV_l \quad (9)$$

где  $F_{xo}$  – значение реактивной силы при скоростях перемещения режущего элемента, близких к нулю;  $V_l$  – линейная скорость перемещения резца вдоль плоскости резания;  $k$  – эмпирический коэффициент.

3. Угол поворота резца  $\phi_p$  может изменяться в пределах  $0-10^\circ$  и увеличиваться в направлении от центра к периферии торца (рис. 7).

Результаты выполненных исследований могут успешно использоваться специалистами, занимающимися вопросами разработки конструкций и оптимизацией размещения вооружения долот типа PDC, имеющих широкое коммерческое применение при бурении, как геологоразведочных, так и эксплуатационных скважин на нефть и газ. ●

#### Литература

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. – ИргТУ. – Иркутск. – 2008. – 300 с.
2. Борисов К.И. Научная база нового метода оценки эффективности процессов разрушения горных пород современными инструментами режуще-скалывающего действия // Вестник ЦКР Роснедра. – 2011. – № 4. – С. 51–58.
3. Борисов К.И. Научный метод оценки эффективности динамических процессов разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия: дис. ... докт. техн. наук. – Томск. – 2012. – 181 с.
4. Нейштеттер И.А. Кинетическая природа статического и динамического разрушения горных пород // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Вып. 21: Межвузовский научный тематический сборник / Екатеринбург: Уральская государственная горно-геологическая академия, 1998. – С. 53–67.
5. Рожков В.П. Разработка теоретических основ и совершенствование бурения геологоразведочных скважин алмазным породоразрушающим инструментом: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. – Томск. – 1999. – 32 с.



# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

**14–16 мая**

9-ый ежегодный саммит  
**Уголь России  
и СНГ**

Москва, Интерконтиненталь  
Москва Тверская

**21 мая**

4-ая Международная  
конференция

**«Промышленные  
газы 2014»**

Москва,  
«Балчуг Кемпински Москва»

**МАЙ**

<b>П</b>		5	12	19	26
<b>В</b>		6	13	20	27
<b>С</b>		7	14	21	28
<b>Ч</b>	1	8	15	22	29
<b>П</b>	2	9	16	23	30
<b>С</b>	3	10	17	24	31
<b>В</b>	4	11	18	25	

**21–22 мая**

VII Специализированный форум  
**«ПТА. Интеллектуальное  
здание – Санкт-Петербург  
2014»**

Санкт-Петербург, конференц-зал «Ассамблея»  
(ул. Таврическая, 10)

**22 мая**

Конференция  
**«Строительство в  
нефтегазовом комплексе»**

Москва

**26–29 мая**

**НЕФТЕГАЗ 2014,  
ЭНЕРКОН 2014,  
ЭЛЕКТРО-2014**

МОСКВА, ЦВК «Экспоцентр»

**27–30 мая**

**XII Международный  
Форум по промышленной  
безопасности**

Санкт-Петербург

# ВЫСОКОПРОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУР

## Тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в интервалах залегания ММП



**Александр Кривошей,**  
заместитель начальника  
отдела крепления скважин  
и РИР,  
ООО «Сервисный Центр СБМ»,  
Кандидат технических наук

Многолетнемерзлые породы широко распространены на нашей планете и имеются на всех континентах, за исключением Австралии. ММП занимают около 47% территории России. В связи с ростом объемов буровых работ в северных районах приобрели актуальность специфические проблемы, связанные с цементованием обсадных колонн в вечной мерзлоте.

Обычные тампонажные портландцементы непригодны для применения в интервалах ММП, так как они не схватываются, а замерзают при температурах ниже нуля, даже с добавками хлористого кальция, а скорость гидратации при температурах ниже 4°C незначительна.

Если цементный раствор замерзает до начала схватывания, то в нем образуются прожилки льда. При растеплении образца и дальнейшем твердении при положительной температуре лед тает, а прожилки превращаются в трещины, количество которых достигает 100 на 1 см<sup>2</sup> площади. Трещины являются причиной резкого снижения прочности цементного камня и чрезвычайно высокого роста проницаемости образцов, достигающей 200 мД и более [1].

Таким образом, основным направлением исследований в данной области стала разработка альтернативных тампонажных материалов, соответствующих геолого-техническим условиям цементирования обсадных колонн в интервалах залегания ММП. Среди множества предложенных решений наибольшее распространение получили два типа материалов: на базе высокоглиноземистых цементов и на базе гипсоцементных смесей.

Основным компонентом высокоглиноземистых цементов является моноалюминат кальция СА. Такие цементы обычно схватываются и набирают прочность при низких температурах. Однако они имеют существенные недостатки, среди которых высокое тепловыделение при гидратации, приводящее к растеплению пристволенной зоны в процессе ОЗЦ, а также несовместимость их с портландцементом и большинством реагентов, применяемых для

обработки тампонажных растворов. Например, хлористый натрий резко замедляет сроки схватывания, а добавка хлористого кальция, напротив, может привести к мгновенному схватыванию цементного раствора. По этим причинам высокоглиноземистые цементы в настоящее время практически прекратили применять для цементирования обсадных колонн.

Наиболее широко в арктических районах Аляски и Канады применяются гипсоцементные тампонажные композиции. В 60-х–70-х годах XX века фирмой Halliburton были проведены исследования тампонажных материалов для ММП [2] и разработан состав на базе гипсоцементной смеси, получивший широкое распространение под маркой «Permafrost». В дальнейшем, аналогичные составы были разработаны другими компаниями. Гипсоцементная композиция была разработана во ВНИИКРнефть и выпускалась под маркой ЦТН [3].

Гипсоцементные смеси обладают рядом преимуществ перед другими материалами – способность схватываться и набирать прочность при отрицательных температурах, сохранение прочности цементного камня при воздействии знакопеременных температур, хорошее сцепление, по данным лабораторных исследований, с многолетнемерзлыми породами (смоделированными в лаборатории) и с обсадными трубами. Также



гипсоцементным смесям присущи определенные недостатки, главными из которых являются низкая водостойкость гипса и большое водоотделение (и, соответственно, усадка) тампонажного раствора.

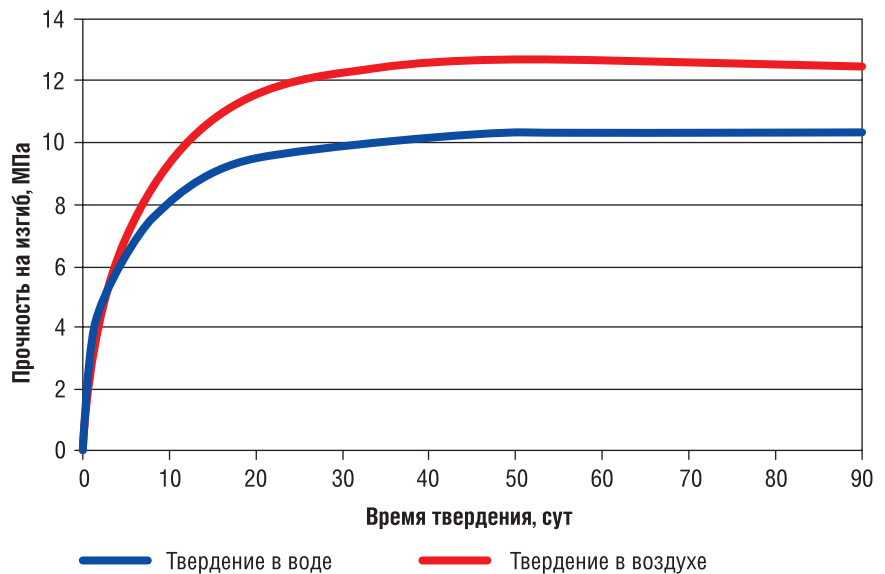
Требования, предъявляемые к тампонажному материалу, предназначенному для цементирования интервалов ММП, достаточно хорошо представлены в литературе (в нашем списке – это источники [4] и [5]). Они были приняты нами с небольшими изменениями в следующем виде:

- цементный раствор должен схватываться при температуре до  $-5^{\circ}\text{C}$ ;
- цементный раствор должен обеспечивать приемлемое, технологическое оправданное время ОЗЦ;
- цементный камень должен приобретать за время ОЗЦ прочность, достаточную для продолжения буровых работ;
- цемент должен иметь низкую теплоту гидратации для уменьшения степени оттаивания мерзлых пород;
- цементный камень должен быть стойким к циклическим изменениям знакопеременных температур;
- цементный камень должен иметь высокую водостойкость (сохранять прочность при хранении в воде).

Кроме того, цементные раствор и камень должны обладать рядом свойств, предъявляемых к тампонажным растворам в целом (седиментационная устойчивость, технологически приемлемое время загустевания и т. д.).

На основе анализа литературных источников, промысловых данных и результатов лабораторных исследований наиболее перспективным материалом была признана гипсоцементная смесь. При этом заданным

РИС. 1. Водостойкость цементного камня из тампонажного материала Полицем Фрост



параметрам тампонажных растворов соответствовал только высокопрочное гипсовое вяжущее, позволяющее получить высокую раннюю прочность и удовлетворительную водостойкость цементного камня.

Анализ рынка и лабораторные испытания показали, что предъявляемым требованиям, как в части обеспечения заданных параметров тампонажных растворов, так и в части соотношения цена/качество, в наибольшей степени отвечает ГВВС для тампонажных растворов (Тампонажный гипс) производства ЗАО «Самарский Гипсовый Комбинат», который и был принят в качестве базового материала для разработки гипсоцементных тампонажных материалов.

Необходимо отметить, что на ЗАО «Самарский Гипсовый Комбинат» был разработан и в настоящее время производится специальный Тампонажный гипс, который рекомендуется для использования в качестве базового компонента составов, предназначенных для цементирования интервалов ММП.

Разрабатывались два варианта композиций: для растворов

нормальной плотности – Полицем Фрост, и для облегченных растворов – Полицем Фрост Лайт.

Первоочередной задачей при разработке рецептуры композиции был поиск эффективного замедлителя схватывания гипса, который позволил бы получить приемлемое время загустевания тампонажного раствора, при этом не влиял отрицательно на прочностные показатели цементного камня, а также имел приемлемую стоимость. В связи с последним требованием рассматривались только реагенты отечественного производства.

Путем применения специальных добавок к высокопрочному гипсу была реализована высокая водостойкость цементного камня. Кроме того, введение данных добавок позволило значительно повысить седиментационную устойчивость тампонажных растворов, сведя водоотделение и усадку практически к нулю. Лабораторные исследования показали, что при хранении образцов Полицем Фрост в воде в течение 90 суток снижения прочности не происходит. Водостойкость цементного камня на базе Полицем Фрост представлена на рис. 1.

Таким образом, были разработаны две рецептуры тампонажных смесей для цементирования интервалов ММП, параметры которых, а также растворов на их основе, не уступают (а по ряду показателей и превосходят) решениям зарубежных компаний, представленным на рынке в настоящее время. При этом состав композиций полностью представлен компонентами отечественного производства, что положительно сказывается на цене конечного продукта. Основные показатели растворов и цементного камня на базе тампонажных материалов Полицем Фрост и Полицем Фрост Лайт приведены в таблице 1.

Для тампонажных материалов, предназначенных для цементирования обсадных колонн в интервалах залегания ММП, важнейшей характеристикой является морозостойкость цементного камня, характеризующаяся способностью цементного камня выдерживать воздействие циклических знакопеременных температур, неизбежно возникающих в процессе освоения и эксплуатации скважин. Коэффициент морозостойкости цементного камня определяется по методике ВНИИГАЗа, основанной на фактических замерах температур в скважинах. При этом образцы цементного камня подвергаются воздействию знакопеременных температур от -5 до +20°C, а контрольные образцы выдерживаются при +5°C.

ТАБЛИЦА 1. Основные технологические показатели цементных растворов и камня на базе материалов Полицем Фрост и Полицем Фрост Лайт

Показатель	Полицем Фрост	Полицем Фрост Лайт
Плотность цементного раствора, г/см <sup>3</sup>	1,80 – 1,93	1,50 – 1,60
Время загустевания при +5°C, мин	120 – 200	180 – 220
Сроки схватывания при +2°C, ч	4 – 6	5 – 7
Сроки схватывания при -5°C, ч	7 – 9	9 – 11
Прочность цементного камня на изгиб через 24 ч при +2°C, МПа	2,0 – 4,0	1,2 – 1,5

Коэффициент морозостойкости определяют как отношение прочности на изгиб образцов, подвергшихся циклическому воздействию знакопеременных температур к прочности контрольных образцов.

Приведенные данные лабораторных испытаний, показывают, что коэффициент морозостойкости тампонажного материала Полицем Фрост превышает единицу, то есть снижения прочности цементного камня при воздействии отрицательных температур не происходит.

Таким образом, разработанные тампонажные материалы для отрицательных и низких положительных температур Полицем Фрост и Полицем Фрост Лайт обеспечивают следующие преимущества при цементировании интервалов многолетнемерзлых пород:

- технологически приемлемые сроки загустевания и схватывания при отрицательных и низких положительных температурах, которые легко регулируются путем изменения дозировки замедлителя схватывания;
- быстрый набор прочности цементного камня при низких температурах;
- низкое тепловыделение при гидратации;
- высокая морозостойкость и водостойкость цементного камня;
- высокая седиментационная устойчивость тампонажных растворов. ●

#### Литература

1. Горский А.Т. Формирование цементного камня в условиях одновременного воздействия положительной и отрицательной температур. – Нефть и газ Тюмени, Тюмень, 1969, №3, с. 22–26.
2. N. M. Klujucac, A. S. Telford, C. C. Bombardieri. Cementing Arctic Wells Through Permafrost. SPE 7257, 1972.
3. Тимовский В.П., Артамасов Б.А., Тарадыменко Ю.Я. ЦНТ – эффективный тампонажный материал для крепления низкотемпературных скважин // Теория и практика крепления и ремонта скважин. – Краснодар: 1987. – С. 64–67.
4. Тампонажные материалы для арктических районов. Серия: бурение газовых и газоконденсатных скважин. Обзорная информация, выпуск 2. – Москва, 1980.
5. Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А., Овчинников В.П., Шатов А.А., Урманчев В.И. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. М.: Недра, 2002.





## ЦАРЬ ПУТИН ЗАВОЕВЫВАЕТ ЕВРОПУ

**L'Espresso**

Маурицио Мажжи, Лука Пьяна

После компаний Saras Моратти и Erg Гаррони настал черед Pirelli. Владимир Путин, забравший назад Крым, продолжает шопинг на континенте, в том числе и в Италии. Санкции Запада не нанесли ущерб олигархам, так как ставки в игре слишком высоки.

Путин держит Россию в железном кулаке, а Сечин распространяет свое влияние на всю планету, покупая все, что можно. Только за последние недели в его сети попали отдел брокерских операций с нефтяными продуктами в банковском холдинге Morgan Stanley, зона поиска углеводородов в лесах Амазонии, аэропорт столицы Киргизии и, наконец, Pirelli.

17 марта 2014 г. И. Сечин объявил о том, что стал крупным акционером 5-й в мире компании по производству автомобильных шин. Список крупных итальянских компаний, попавших в руки россиян, все расширяется.



Дело в том, что промышленность и экономика всей Европы тесно связана с российскими олигархами. Когда американское правительство и ЕС составляли списки людей Путина, чтобы запретить им выезд за границу, они старались не затронуть олигархов, которые стоят у рычагов экономической власти Кремля.

## У США ЕСТЬ РЯД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ НАКАЗАТЬ РОССИЮ

**The Washington Times**

Бойден Грей

Парламентарии и журналисты наконец осознали важность энергетической политики для урегулирования кризиса на Украине, но дискуссия не ограничивается предложениями по американской политике.



Мы должны помнить, что международная – а не только американская – энергетическая политика привела к победе в холодной войне, утверждает автор.

Президент США Рональд Рейган победил в гонке вооружений с Советским Союзом, который опирался на прибыль от экспорта нефти, убедив Саудовскую Аравию в 1985 году наводнить рынок дешевой нефтью в обмен на вооружения и военную безопасность, тем самым подорвав, если не загубив, сырьевую экономику России. «По такой же модели международная энергетическая политика в целом и политика ЕС в частности (в отношении как газа, что касается Европы непосредственно, так и нефти) может помочь предотвратить вторую холодную войну сегодня... от нефти Россия, возможно, зависит больше, чем от газа... Только лишь снять ограничения на экспорт американского газа недостаточно, чтобы обеспечить безопасность Европы перед российским энергетическим гегемоном».

Четыре инициативы – экспорт американского газа, развитие так называемого «южного коридора», по которому в Европу будет поступать газ с Каспийского моря, оказание юридического давления

на «Газпром» за злоупотребление доминирующей рыночной позицией в Европе, и добыча сланцевого газа в странах ЕС – будут способствовать развитию собственной экономики Европы, сокращению ее нездоровой зависимости от российских источников энергии и, наконец, существенному увеличению рычага давления Запада на агрессивное поведение В. Путина.

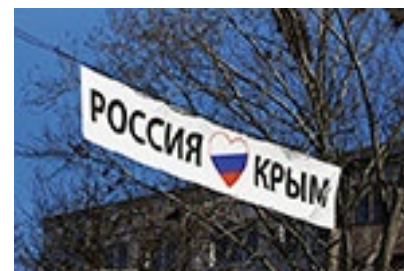
## ПЕРЕКОВАТЬ КРЫМ В ПОЛЬСКИЙ УСПЕХ

**RZECZPOSPOLITA**

Анджей Талага

Присвоение Россией Крыма – это несомненное поражение Запада и Польши, однако если умело разыграть ситуацию, в долгосрочной перспективе оно может обернуться для нас успехом. Основной плюс – это переключение внимания Вашингтона на Европу.

По словам главы фонда Stratfor, с американской точки зрения был бы выгоден военно-политический союз, сформированный на базе Вышеградской четверки и Румынии. Её лидером в силу размера населения и ВВП стала бы Польша.



Так воплотилась бы в жизнь стратегическая мечта польских правых о Междуморье как третьей силе между Старой Европой и Россией. На практике этот союз мог бы стать польско-румынским, но сама идея американцев о создании «кордона» представляет интерес.

Польша могла бы получить от американцев: размещение в Польше американских сил; строительство постоянной базы ПРО; контракты на американские вооружения и высокие технологии с передачей нашим заводом ноу-хау; дотации для польских вооруженных сил, аналогичные тем, что получают сейчас Израиль или Турция; и, наконец, поставки американского газа в построенный газовый терминал в Свиноуйсьце. ●

КАРСКОЕ  
МОРЕ

— Действующие газопроводы  
- - - - - Проектируемые  
или строящиеся газопроводы

# ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ СИДЕРИТОВОГО УТЯЖЕЛИТЕЛЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА БОВАНЕНКОВСКОМ НГКМ

**Сергей Мазыкин,**  
Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер  
ООО «Сервисный Центр СБМ»

**Владимир Ноздря,**  
Генеральный директор  
ЗАО «НПО «Полицелл»,  
к.г.-м.н.,

**Вадим Мнацаканов,**  
Заместитель генерального  
директора - главный инженер  
ООО «Газпром бурение»  
к.т.н.,

**Михаил Зубарев,**  
Заместитель главного  
технолога,

**Василий Полищученко,**  
главный технолог,

**Михаил Бержец,**  
Заместитель генерального  
директора  
ООО «Сервисный Центр СБМ»

В настоящее время для строительства эксплуатационных скважин на Бованенковском НГКМ, проектным решением, в качестве утяжелителя промысловой жидкости предусмотрено применение баритового концентрата ГОСТ 4682-84 (при бурении под направление, кондуктор и техническую колонну) и микромрамора ТУ 5716-003-52817785-03 (при бурении под эксплуатационный хвостовик). Специалистами ООО «Сервисный Центр СБМ» в качестве альтернативного материала, а также для снижения логистических затрат было предложено использовать сидеритовый утяжелитель СБ ТУ 0711-009-56864391-2007 производства ЗАО НПК «Спецбурматериалы».

Карбонатный кислото-растворимый сидеритовый утяжелитель представляет собой порошок серого цвета, получаемый путем механического измельчения и классификации сидеритовой руды. Сидеритовый утяжелитель имеет размер частиц в пределах 1–75 микрон и плотность более 3,4 г/см<sup>3</sup>, что обеспечивает утяжеление буровых растворов до 1700 кг/м<sup>3</sup> при удовлетворительных реологических показателях. Хорошая растворимость (более

85%) его в кислотах позволяет восстанавливать коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Абразивные свойства сидеритового утяжелителя имеющего оптимальный гранулометрический состав, меньше абразивности магнетитовых утяжелителей в 3–4 раза и идентичны абразивным свойствам баритового утяжелителя. Основные физико-химические показатели Сидеритового утяжелителя производства ЗАО НПК «Спецбурматериалы» приведены в таблице 2.

До начала применения сидеритового утяжелителя на Бованенковском НГКМ специалистами проектного института ООО «ТюменНИИгипрогаз» были проведены лабораторные испытания образцов отобранных из промышленной партии, доставленной на Бованенковское НГКМ. Лабораторные испытания сидерита в проектных составах буровых растворов проводились в сравнении с баритом (плотность бурового раствора 1400 кг/м<sup>3</sup> для бурения под кондуктор) и карбонатным утяжелителем (мраморным порошком) в составе бурового раствора плотностью 1240 кг/м<sup>3</sup> для





ТАБЛИЦА 1. Конструкция эксплуатационной скважины Бованенковского НГКМ

Колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Интервал спуска, верт (ствол) м	Возможные осложнения
Направление	426	490	0–120	Размывы и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков и гравия, частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах, квернообразование, растепление ММП
Кондуктор	324	393,7	0–450	Возможны сужения ствола, газопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания глинистых пород, высокая наработка раствора при разбуривании активных глин с неконтролируемым ростом реологических характеристик бурового раствора, кавернообразование, частичные поглощения раствора в высокопроницаемых породах, сальникообразование
Техническая	245	295,3	0–750 (778)	Обвалы стенок скважины, кавернообразование, сальникообразование, затяжки и посадки инструмента в интервалах залегания активных глин, поглощения, прихваты, газопроявления
Эксплуатационный хвостовик	168	215,9	680–1460 (700–1737)	Прихваты инструмента, водопроявления, сальникообразования, кавернообразования, поглощение раствора, газопроявления

бурения под хвостовик и вскрытия пласта. Анализом результатов исследований отмечено следующее:

- Реологические характеристики буровых растворов утяжеленных баритом и сидеритом полностью совпадают.
- Буровой раствор, утяжеленный мраморным порошком, имеет более высокие реологические характеристики по сравнению с раствором, утяжеленным которого производили сидеритом. Более низкая «загущающая способность» сидерита, связанная с уменьшением его объемного содержания на 12% в сравнении с мрамором снижает гидродинамические воздействие стенки скважины.
- При использовании сидеритового утяжелителя показатель фильтрации модульного раствора в сравнении с баритом снижается в 1,5 раза, а в сравнении с мраморным порошком возрастает в 1,1 раза. Это обусловлено различием дисперсности и твердости утяжелителей.
- Изменений в активности водородных ионов при использовании различных утяжеляющих добавок в модульных растворах не отмечено.
- Исследования магнитных и электрических свойств показали, что удельное электрическое сопротивление модульных растворов, утяжеленных мрамором и сидеритом, по

величине мало отличается между собой (0,99 и 0,94 Ом\*м). Магнитная восприимчивость образца сидеритового утяжелителя составляет  $1,78 \cdot 10^3$  ед СИ при норме для его железосодержащего аналога (барито-гематита) не более  $30,0 \cdot 10^3$  ед СИ и при норме для его барита не более  $1,0 \cdot 10^3$  ед СИ.

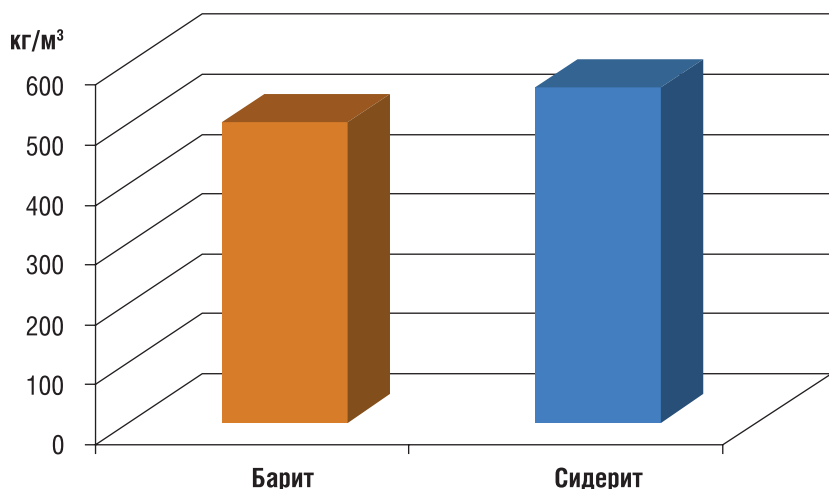
- Сидеритовый утяжелитель отличается очень низким показателем влажности (0,1%) по сравнению с мрамором (до 10%) и баритом (до 6%).

По результатам лабораторных испытаний образца сидеритового утяжелителя специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» был сделан вывод о возможности

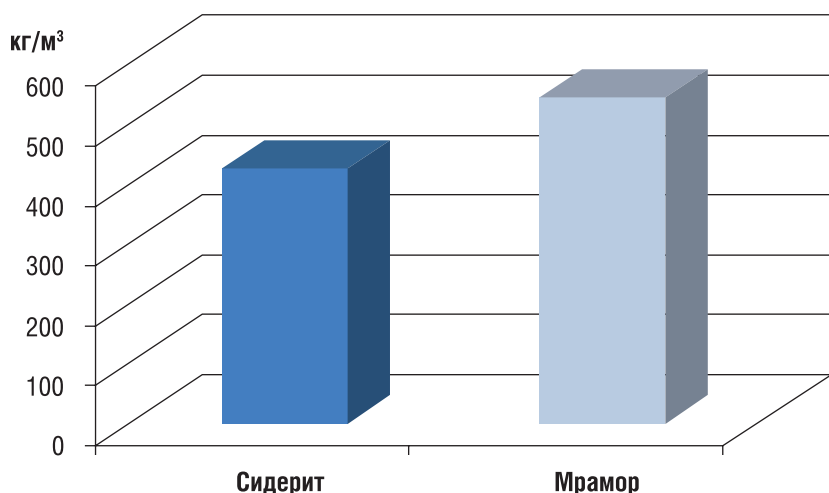
ТАБЛИЦА 2. Физико-химические показатели Сидеритового утяжелителя (ТУ 0711-009-56864391-2007)

	Наименование параметров	Норма по маркам		Метод испытания
		СБ-1	СБ-2	
1.	Массовая доля водорастворимых солей, %, не более в т.ч. водорастворимого кальция, % не более	0,3 0,025	0,3 0,025	ГОСТ 4682-84 п. 4.9
2.	Плотность, г/см <sup>3</sup> , не менее	3,4	3,5	ГОСТ 4682-84 п. 4.11
3.	Массовая доля остатка на сетке по ГОСТ 6613-86: – № 01К –“– – № 0071К –“– – № 0045К –“–	0,5 5,0 20,0	0,5 5,0 20,0	ГОСТ 24598-83
4.	Массовая доля частиц с диаметром эквивалентной сферы: – мельче 5 мкм, %	<20	<20	ТУ 0711-009-56864391-2007 п. 5.6
5.	Массовая доля нерастворимого осадка в 10% соляной кислоте (HCl), % , не более	15,0	15,0	ТУ 0711-009-56864391-2007 п. 5.7
6.	Массовая доля влаги, %, не более	2,0	2,0	ГОСТ 21119.1-75

**ДИАГРАММА 1.** Фактическая концентрация баритового и сидеритового утяжелителей в буровом растворе при бурении до продуктивного пласта (плотность 1,43 г/см<sup>3</sup>)



**ДИАГРАММА 2.** Фактическая концентрация микрорамора и сидеритового утяжелителя в буровом растворе при бурении по продуктивному пласту (плотность 1,32 г/см<sup>3</sup>)



использования его в качестве утяжеляющей добавки к буровым растворам при строительстве скважин на Бованенковском НГКМ.

По согласованию с ООО «Газпром добыча Надым» с августа 2012 года на кустовых площадках газовых скважин №№ 51, 52, 58, 65 Бованенковского НГКМ специалистами ООО «Сервисный Центр СБМ» применялся сидеритовый утяжелитель совместно с баритовым концентратом (при бурении под направление, кондуктор и техническую колонну) и совместно с микрорамором (при бурении под эксплуатационный хвостовик) в соотношении до 50% по массе. После получения предварительных положительных заключений, скважины кустовой площадки №67 были пробурены на буровом растворе утяжеленным только сидеритом.

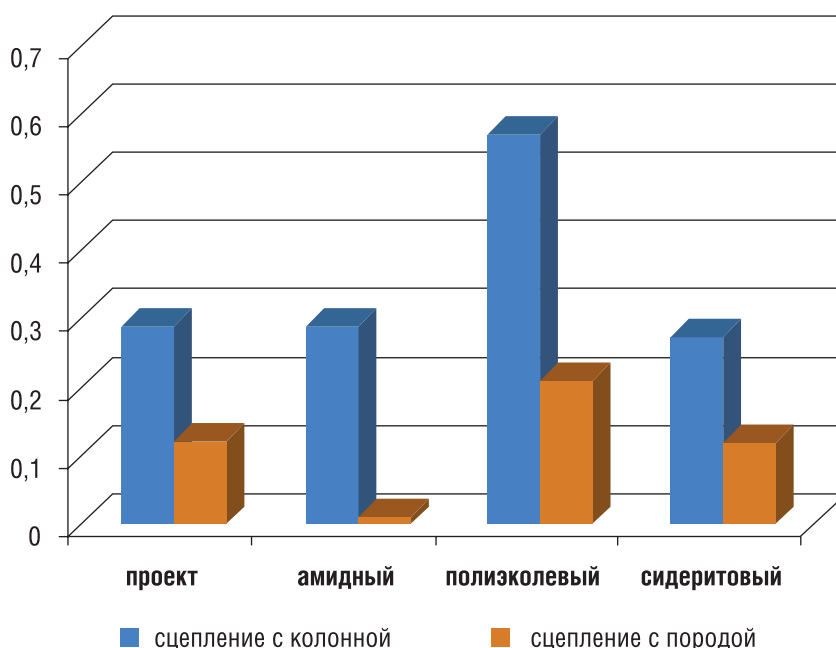
При первом применении сидеритового утяжелителя сразу был отмечен низкий показатель влажности реагента, благодаря чему материал не подвержен «смерзанию», что заметно сокращает время, затрачиваемое на утяжеление бурового раствора в условиях низких температур Крайнего Севера.

При применении сидеритового утяжелителя на кусту №67 Бованенковского НГКМ, в сравнении с аналогичными скважинами пробуренными на месторождении ранее, практически полностью подтвердился теоретический расчет потребности утяжелителей (диаграмма 1 и 2). Средняя потребность в сидеритовом утяжелителе для приготовления одного куба бурового раствора для бурения до эксплуатационного хвостовика ( $\gamma=1,43$  г/см<sup>3</sup>) на 58 кг больше средней потребности в баритовом утяжелителе (концентрация 502 и 560 кг/м<sup>3</sup> соответственно).

А при сравнении потребности утяжелителей для приготовления одного куба бурового раствора при бурении под эксплуатационный хвостовик ( $\gamma=1,32$  г/см<sup>3</sup>) наблюдается экономия сидеритового утяжелителя в сравнении с микрорамором на 156 кг (концентрация 426 и 582 кг/м<sup>3</sup> соответственно).

Была произведена сравнительная оценка качества цементирования обсадных колонн на скважинах

**ДИАГРАММА 3.** Средний коэффициент качества цементирования направлений





опытно-промышленного применения сидеритового утяжелителя. Для сравнения использовали данные со скважин, бурение которых производили на полимерглинистом растворе согласно ГРП № 146/06-175-Э (проектный раствор), бурение которых производили на амидном растворе и скважин где применяли буровой раствор с высоким содержанием реагента «Полиэколь» (полиэколевый раствор). Для повышения наглядности сравнительных данных оценки качества цементирования использовался коэффициент качества цементирования (диаграмма 3 и 6). Анализ данных показывает, что использование сидеритового утяжелителя не оказывает существенного влияния на качество цементирования скважин. Что еще раз подтверждает возможность использования сидеритового утяжелителя в качестве альтернативной замены баритовому концентрату и микроаморфу.

Стоит отметить, что при применении сидеритового утяжелителя отклонений параметров промывочной жидкости от проектных решений, пенообразования, седиментации зафиксировано не было. Все плановые работы при строительстве скважин (бурение, проработка, ГИС, спуск обсадной колонны, крепление) прошли без осложнений и нареканий со стороны буровых бригад и представителей Генерального Заказчика.

ДИАГРАММА 4. Средний коэффициент качества цементирования кондукторов

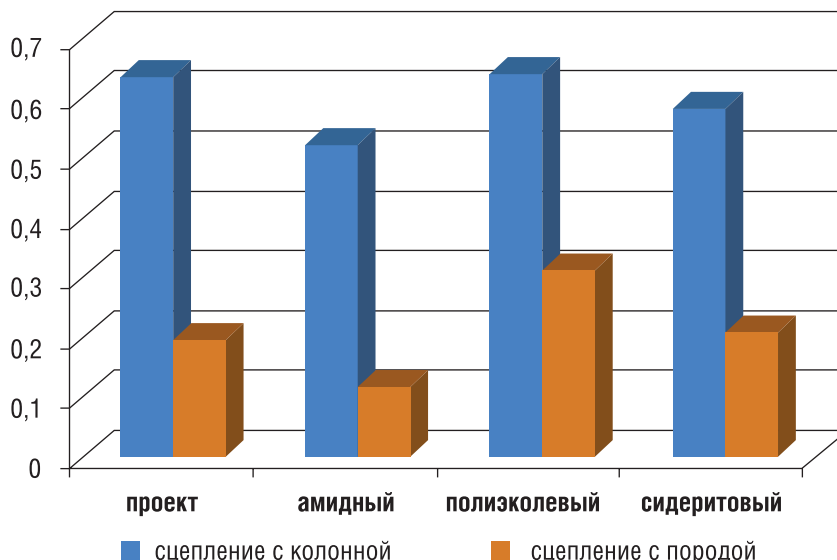


ДИАГРАММА 5. Средний коэффициент качества цементирования технических колонн

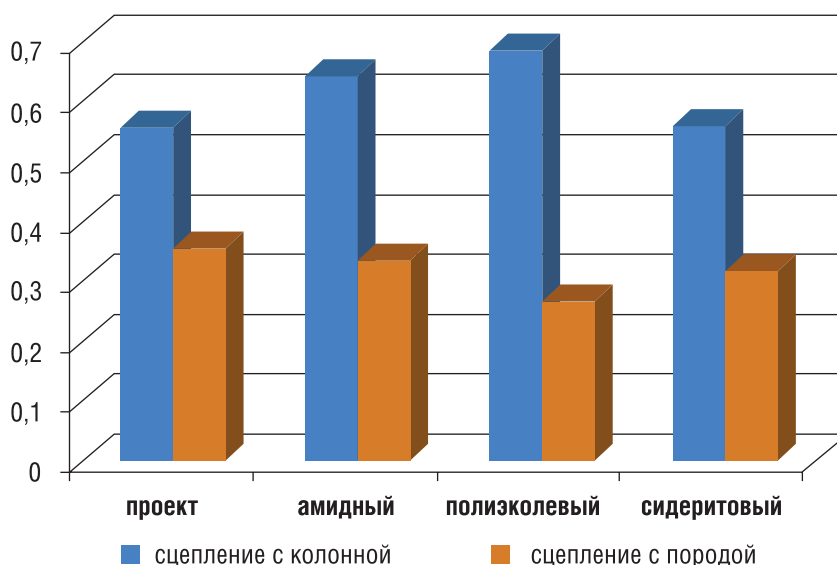
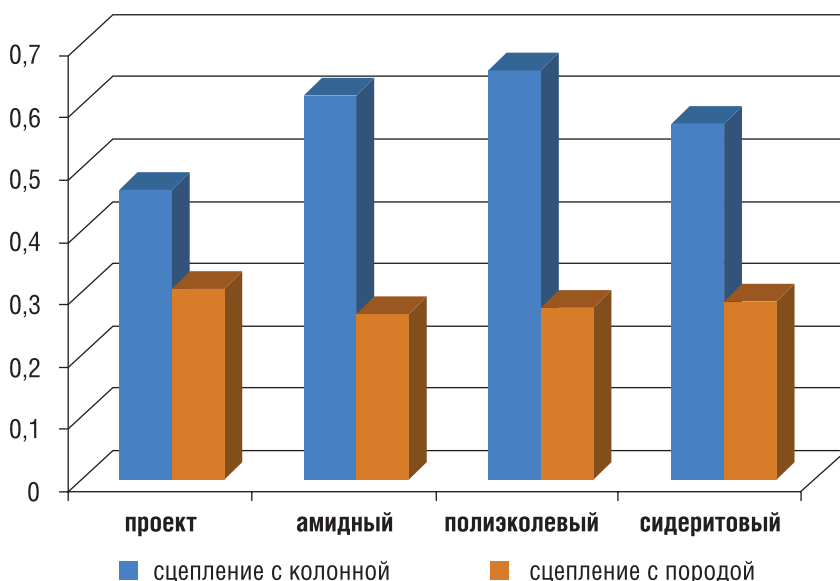


ДИАГРАММА 6. Средний коэффициент качества цементирования хвостовиков



Результаты опытно-промышленного применения Сидеритового утяжелителя на эксплуатационных скважинах Бованенковского НГКМ были учтены специалистами ООО «Сервисный Центр СБМ» при разработке новой системы промывочной жидкости «Полиэколь АК». Промысловые испытания системы «Полиэколь АК» проходят в настоящее время на скважинах №№ 2701, 2702, 11501 Бованенковского НГКМ.

Постоянное совершенствование рецептур бурового раствора, путем использования новых реагентов, позволяющее повышать качество сервиса буровых растворов, является приоритетным направлением деятельности ООО «Сервисный Центр СБМ».

# ТЕХНОГЕННАЯ ПУСТЫНЯ

## Противоэрозионная устойчивость почвы, загрязняемой газовым конденсатом



**Владимир Башкин,**  
Главный научный сотрудник  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
и ИФХиБПП РАН,  
Д.б.н.



**Рауф Галиулин,**  
Ведущий научный сотрудник  
ИФПБ РАН,  
Д.г.н.



**Роза Галиулина,**  
Научный сотрудник  
ИФПБ РАН

При хроническом загрязнении почвы газовым конденсатом на ней создается эффект «техногенной пустыни», характеризующийся полным отсутствием растительности и эрозией (разрушением) почвы, приводящих со временем к образованию промоин и оврагов под действием водных потоков от выпадающих атмосферных осадков. Возникает угроза стабильности инженерно-технических сооружений газовой промышленности, расположенных на территориях, подверженных эрозии почвы. Какое сегодня существует решение проблемы противоэрозионной устойчивости почвы, загрязняемой газовым конденсатом?

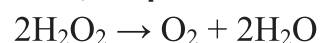
В данной работе показано решение проблемы противоэрозионной устойчивости почвы, загрязняемой газовым конденсатом, путем проведения опыта по рекультивации (восстановлению плодородия) почвы, то есть регенерации на ней растительности, препятствующей процессу эрозии. В качестве объекта исследования был взят участок на территории дожимной компрессорной станции (Ставропольский край), обеспечивающей расчетное давление магистрального газопровода по мере снижения пластового давления. Здесь отмечалось хроническое загрязнение черноземной тяжелосуглинистой почвы в результате поступления газового конденсата из продувочной свечи (вертикальной трубы с оголовком), что выразилось в полном отсутствии растительности на определенной площади вокруг свечи. Как известно, газовый конденсат состоит в основном из высококипящих фракций углеводородов (от 30–80 до 200–300°C), то есть бензиновых и керосиновых компонентов, и поэтому загрязнение окружающей среды в данном случае выразилось в постоянном ощущении их специфического запаха в атмосферном воздухе.

В опыте для рекультивации почвы использовали биокомпост «Пикса» (марки «Премиум»), получаемый путем ускоренной ферментации торфа с навозом (4:1) и обогащения микроорганизмами ( $10^6$  клеток/г) и питательными веществами [Семенцов, 2006]. Торф, используемый для приготовления данного биокомпоста, характеризовался

объемной массой (при влажности 60%) – 570 кг/м<sup>3</sup>, степени разложения 20%, зольностью 25% и рН 5,5. Сорбционная емкость торфа по отношению к углеводородам составляла 8–10 г на 1 г абсолютно сухого вещества торфа.

В отдельные делянки с размерами 0,5х0,5 м, после разрыхления почвы, вносили с заделкой в поверхностный ее слой (0–6 см) биокомпост в дозах 4 и 8 кг/м<sup>2</sup>. Для создания густого травостоя и плотной дернины, защищающей почву от эрозии, производили посев смеси многолетних трав (15–30 г семян на 1 м<sup>2</sup>) из числа корневищных и корнеотпрысковых растений, то есть мятлики лугового (*Poa pratensis*), овсяницы красной (*Festuca rubra*), полевицы белой (*Agrostis alba*) и др. Продолжительность жизни этих видов растений в травостое достигает 10 и более лет. Контрольный вариант представлял собой делянку без внесения биокомпоста. На 42 сут оценивали продуктивность многолетних трав посредством измерения сырой биомассы целых растений в различных вариантах опыта, а также проводили контроль активности ферментов каталазы и дегидрогеназы в почве способами, защищенными двумя патентами Российской Федерации [№ 2387995, № 2387996].

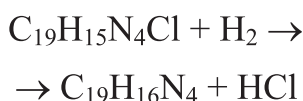
Для количественного газометрического определения активности каталазы использовали пероксид водорода, который разлагается под действием данного фермента на кислород и воду [Хазиев, 1976]:





При этом измеряется скорость разложения пероксида водорода при его взаимодействии с почвой или со смесью почвы с биокомпостом по объему выделяющегося кислорода. Активность каталазы выражали в мл  $O_2$ /(мин • г).

Для количественного спектрофотометрического определения активности дегидрогеназы использовали 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид ( $C_{19}H_{15}N_4Cl$ , бесцветное вещество), который, акцептируя мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в почве или смеси почвы с биокомпостом в 2,3,5-трифенилформаза ( $C_{19}H_{16}N_4$ , вещество красного цвета), который кратно экстрагировали этиловым спиртом:



Другим продуктом реакции является хлористый водород. Интенсивность окрашивания объединенных спиртовых вытяжек из почвы и смеси почвы с биокомпостом измеряли отдельно спектрофотометром при длине волны 490 нм. Активность дегидрогеназы выражали в мкг 2,3,5-трифенилформаза/(г • сут).

Анализ содержания углеводов газового конденсата в поверхностном слое почвы, проведенный методом инфракрасной спектрометрии, при экстракции веществ четыреххлористым углеродом, показал неравномерный характер хронического загрязнения участка вокруг продувочной свечи. На разных участках количество углеводов в почве колебалось в пределах 1,8–5,4 г/кг в течение продолжительного периода времени (3,5 мес.). Интересно отметить, что эти количества оказались одного порядка с содержанием углеводов, отмечаемым в почвах вокруг ряда автозаправочных станций (1,9–8,2 г/кг), что, в первом и во втором случае, определяется состоянием динамического равновесия процессов испарения и сорбции веществ, зависящим от гидротермических условий [Семенов и др., 2006]. В целом это свидетельствует об идентичности техногенной нагрузки на окружающую среду двух

ТАБЛИЦА 1. Продуктивность многолетних трав и активность ферментов при внесении биокомпоста в почву, загрязняемую газовым конденсатом

Вариант	Сырая биомасса многолетних трав, г/м <sup>2</sup>	Каталаза, мл $O_2$ / (мин • г)	Дегидрогеназа, мкг 2,3,5-трифенилформаза / (г • сут)
Контроль (без биокомпоста)	55	1,4	53
Биокомпост, 4 кг/м <sup>2</sup>	473	2,7	306
То же, 8 кг/м <sup>2</sup>	932	3,4	470

совершенно различных источников высоко кипящих фракций углеводов.

Результаты посева и выращивания многолетних трав показали, что растения на порядок были более продуктивными на делянках с внесением биокомпоста в дозах 4 и 8 кг/м<sup>2</sup> по сравнению с делянкой без его внесения (табл. 1). Так, вес сырой биомассы многолетних трав был выше по сравнению с контролем в среднем в 8,6 и 16,9 раза.

При внесении в почву биокомпоста в дозах 4 и 8 кг/м<sup>2</sup> активность каталазы и дегидрогеназы повышалась соответственно в среднем в 1,9 и 2,4 и 5,8 и 8,9 раза по сравнению с вариантом без внесения биокомпоста. Повышение активности каталазы и дегидрогеназы при внесении биокомпоста свидетельствует об эффективности рекультивации почвы, в которой непосредственное участие принимают исследуемые ферменты. Так, если каталаза разрушает токсичный для микроорганизмов и корневой системы растений пероксид водорода, образуемый в результате различных биохимических реакций окисления органических веществ (углеводов, спиртов, кислот и др.) в почве, то дегидрогеназа катализирует отщепление водорода от молекул этих веществ.

Доказательством адекватности использования активности каталазы и дегидрогеназы почвы для оценки эффективности регенерации растительности, в виде многолетних трав, на загрязняемой газовым конденсатом почве послужили результаты корреляционного и регрессионного анализа данных опыта. Так, расчет коэффициента корреляции ( $r$ ), указывающего на направление и степень сопряженности в изменчивости признаков, показал

наличие сильной корреляционной зависимости между биомассой растений и активностью каталазы ( $r = 0,78$ ), биомассой растений и активностью дегидрогеназы ( $r = 0,85$ ). Соответствующие формулы корреляционной зависимости, то есть уравнения линейной регрессии, позволяющие судить о том, как количественно меняется результирующий признак ( $y$ ) при изменении факториального ( $x$ ) на единицу измерения, имели следующий вид:

$$y = 0,002x + 1,528; \\ y = 0,41x + 76,76.$$

Как оказалось, чем больше была биомасса растений на участке, как следствие внесения биокомпоста, тем выше оказались величины активности каталазы и дегидрогеназы, определяемые функционированием микроорганизмов внесенного биокомпоста и корневой системы произрастающих растений, как продуцентами данных ферментов.

Таким образом, проблема противоэрозионной устойчивости почвы, загрязняемой газовым конденсатом, решается путем ее рекультивации, что заключается во внесении биокомпоста, в посеве и выращивании многолетних трав и контроле активности ферментов. Однако в условиях хронического загрязнения почвы газовым конденсатом необходимо будет проводить постоянное наблюдение за состоянием травостоя, при изреживании которого необходимо возобновлять рекультивацию. В целом, такой подход позволяет активно противодействовать процессу эрозии почвы, и, следовательно, избежать явной угрозы стабильности инженерно-технических сооружений газовой промышленности, расположенных на территориях, подверженных эрозии почвы. ●

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ



**Валерий Попко,**  
начальник отдела  
ОАО НПО «Буровая техника»,  
к.т.н.,

**Петр Чайковский,**  
ОАО НПО  
«Буровая техника»,  
Аспирант

Многочисленными экспериментальными исследованиями и широкой промышленной апробацией установлено, что повышение скорости истечения промывочной жидкости из гидромониторных насадок долот является важным резервом увеличения показателей породоразрушающего инструмента и совершенствования технологии бурения скважин, особенно при бурении относительно мягких пород (1).

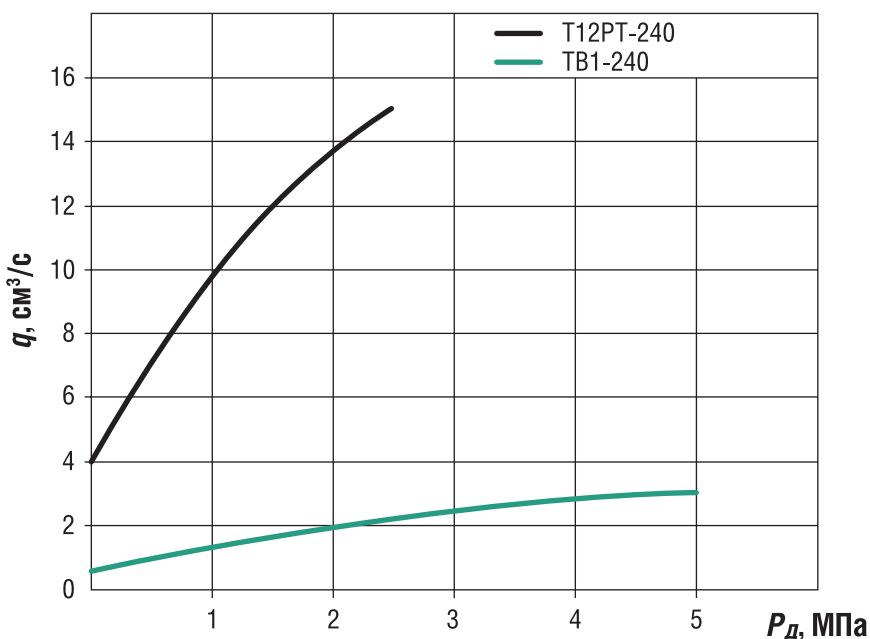
Массовое применения гидромониторных долот в Западной Сибири при бурении турбинным способом верхних интервалов

скважин под кондуктора  $\varnothing 244,5$  мм на глубины до 1000 м ставит актуальным вопрос количественной оценки влияния увеличения перепада давления на долоте, что равнозначно увеличению скорости истечения промывочной жидкости из его насадок, на механическую скорость бурения. В данных геолого-технических условиях применяются трехшарошечные долота и безопорные долота, оснащенные режущими твердосплавными пластинами PDC. В качестве привода данных долот используются:

- односекционные турбобуры Т12РТ-240, конструкция которых имеет одну принципиальную негативную особенность – уплотнение кольцевого зазора вращающего вала осуществляется обрезиненным ниппелем, который воспринимает перепад давления в долоте;
- новые односекционные турбобуры ТВ1-240, в которых резинометаллическая пята расположена в нижней части вала и, наряду с восприятием ею гидравлической нагрузки от перепадов давлений на турбобуре с долотом и реакции забоя, выполняет дополнительную функцию – уплотняет вращающий вал, являясь сальником лабиринтно-торцевого типа.

Две принципиально различные схемы уплотнения вала в турбобурах Т12РТ-240 и ТВ1-240 потребовали проведения экспериментальных исследований по определению эффективности

РИС. 1. Зависимость утечек  $q$  от перепада давлений в долоте  $P_d$

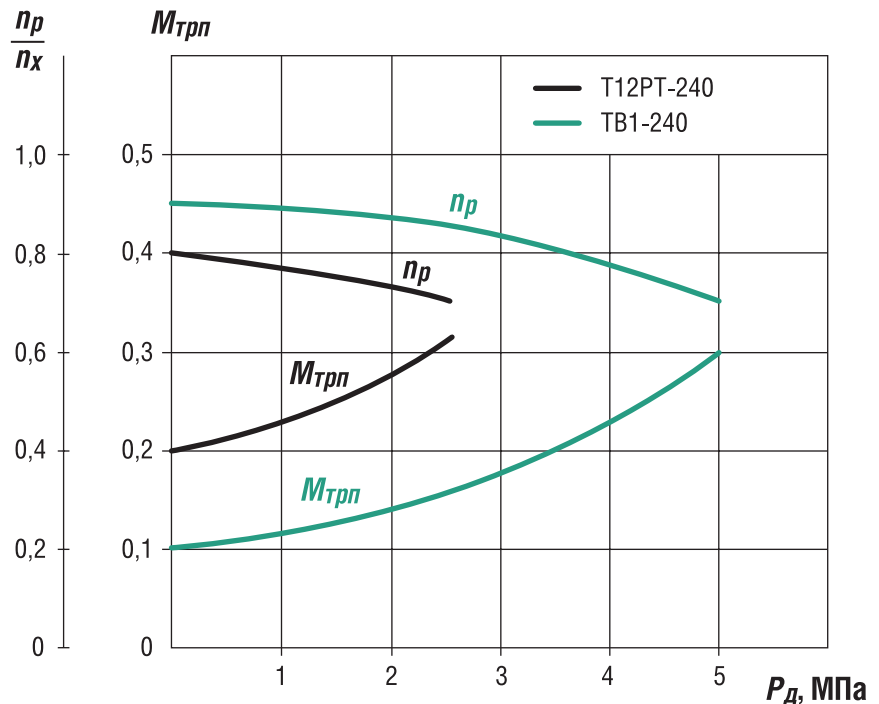




их работы, т.е. утечек  $g$  через уплотнение при росте перепада давления на долоте  $P_a$ . Кроме того, необходимо было определить потери вращающего момента на трение в различных конструкциях резино-металлических пят, т.е.  $M_{трп}$  ( $P_a$ ). Данные экспериментальные исследования были проведены на универсальном буровом стенде ВНИИБТ при использовании натуральных образцов турбобуров Т12РТ-240 и ТВ1-240, бурового раствора плотностью 1,17–1,20 г/см<sup>3</sup>(2). Перепад давления на долоте подбирался изменением диаметра гидромониторных насадок; утечки, определяемые объемным способом, и затраты момента трения в резино-металлических пятах при различных перепадах давления в долоте определялись на устье при разгонных частотах вращения ( $n_r$ ) вала турбобуров. Полученные результаты приведены на рис. 1–2. Анализ экспериментальных данных позволил констатировать следующее:

- утечки  $g$  промывочной жидкости (рис.1) через диаметральный зазоры неизношенного обрезаемого ниппеля турбобура Т12РТ-240 составляют 15 л/с при перепаде давления в долоте  $P_g=2,5$  МПа или 25% от общего количества жидкости, поступающей в турбобур. Вытекающая из-под ниппеля жидкость образует экранирующий «веер» встречному восходящему потоку в затрубном пространстве, ухудшает очистку долота и создает условия осложняющие состояние ствола реальной скважины (наддолотные сальники, затыжки, поршневание);
- утечки промывочной жидкости через пяту-сальник в турбобуре ТВ1-240 составляют 3 л/с при  $P_g=5$  МПа или 5% от общего количества жидкости, поступающей в турбобур. Данная гидравлическая характеристика пяты-сальника позволяет технически организовать принципиально улучшенную гидромониторную очистку долот при турбинном бурении верхних интервалов скважин в Западной Сибири;
- затраты момента трения в резино-металлической пяте  $M_{трп}$  турбобура Т12РТ-240 на разгонных оборотах достигают более 30% от максимального (тормозного) момента  $M_T$  при

РИС. 2. Зависимость момента сил трения в резинометаллической пяте  $M_{трп}$  от перепада давлений в долоте  $P_d$  на разгонных оборотах турбобуров  $n_r$



перепаде давления в долоте  $P_g$  всего 2.5 МПа (рис. 2), тогда как аналогичные затраты  $M_{трп}$  в турбобуре ТВ1-240 в два раза ниже и сравниваются при  $P_g=5$  МПа.

Существенное преимущество в затратах  $M_{трп}$  в ТВ1-240 объясняется новой конструкцией резино-металлической пяты с «утопленной» в подпятник резиной с существенно улучшенными характеристиками трения (3).

Следует отметить еще одно конструктивное преимущество турбобура ТВ1-240 – применение оптимизированной новой турбины с более низким (на 50%) рабочим перепадом давления, что позволяет распределить этот резерв давления на улучшение гидравлической очистки долота.

Конструктивно-технологические преимущества турбобура ТВ1-240 и его эффективность проверялись при проведении сравнительных промысловых испытаний в ОАО «Сургутнефтегаз» при бурении под кондуктора на 24 скважинах Северо-Лабетьюганского месторождения. Анализ показателей работы долот в строго сопоставимых геолого-технических условиях показал ощутимое преимущество турбобуров ТВ1-240 по сравнению Т12РТ-240. Получено увеличение механической скорости в 3 раза при бурении под

кондуктора глубиной до 500 м, а при бурении под кондуктора большей глубины увеличение составило 1,8 раза. Такой эффект достигнут за счет минимизации утечек в затрубное пространство из-под ниппеля турбобура, исключившей образование наддолотных сальников, а также улучшения гидравлических параметров очистки долота и забоя от выбуренной породы.

ОАО «Сургутнефтегаз» полностью заменил свой парк односекционных турбобуров на ТВ1-240, который составил в 2012 г. более 100 шт.

Представленный материал показывает неоспоримое преимущество турбобура ТВ1-240 над Т12РТ-240 и в очередной раз доказывает наличие существенного резерва в повышении эффективности бурения за счет совершенствования гидравлической очистки долота, особенно в мягких породах. ●

**Литература**

1. Гусман А.М. Управление очисткой забоя скважины при бурении шарошечными долотами // Бурение и нефть, 2005, №2, с. 6–9.
2. Чайковский Г.П., Чайковский П.Г. Влияние перепада давлений в долоте и уплотнения вала шпинделя на характеристику турбобура // Нефтяное хозяйство. – 2000, № 11, с. 86–88.
3. Попко В.В., Чайковский П.Г., Мялицин Н.К. Применение резинометаллической пяты с «утопленной» резиной в турбинном бурении // Вестник АБП – 2013, №2, с. 27–30.

# ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



**Юрий Сердобинцев,**  
Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедры автоматизации процессов Волгоградского государственного технического университета (ВолгГТУ), член-корреспондент Российской Академии Естествознания



**Валерий Шмелев,**  
Старший научный сотрудник отдела проектирования строительства и реконструкции скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгоград

Увеличение объемов эксплуатационного и разведочного бурения за последние годы в России, а также рост капитальных вложений в бурение нефтяных и газовых скважин требует необходимости обновления парка буровых установок.

К основным причинам приобретения новых установок буровыми компаниями следует отнести [1]:

- участие буровых компаний в новых проектах – разбуривание перспективных нефтяных и газовых месторождений;
- изменение условий бурения скважин (увеличение глубин скважин, выход на неосвоенные территории, бурение в сложных арктических условиях);
- реализация современных технологий проходки скважин;
- снижение затрат на бурение скважин;
- увеличение в добыче доли трудноизвлекаемой нефти.

Реализация современных технологических направлений, таких как: безамбарное бурение, бурение на депрессии (с управлением давлением), управляемое шпindelное бурение (управление противодавлением на поверхности), бурение с одновременной обсадкой, и т.д. требует применения соответствующих технических средств: закрытой циркуляционной системы, специализированной системы верхнего привода, азотных установок, специализированной оснастки для наращивания, удержания на устье и передачи вращения на обсадные трубы (при бурении на обсадных трубах).

В результате буровая установка как средство для реализации технологических решений, должна быть оснащена сложным комплексом оборудования, к которому предъявляются повышенные требования в соответствии с правилами промышленной и экологической безопасности, и с повышенными

требованиями к энергосбережению и энергетической эффективности [2].

Анализ выпускаемого в последнее время оборудования показывает, что современной тенденцией является расширение доли буровых установок с частотно-регулируемым приводом переменного тока – серия VFD – variable frequency drive. Например, буровые установки Lewco AC (USA), ZJ-70 DBS (China) буровой компании «Евразия». Дальнейшим развитием предусматривается исключение тормозных резисторов и возможность рекуперации мощности [3].

Буровые установки Промышленной группы «Генерация» (Россия) имеют оригинальную конструкцию циркуляционной системы с дистанционными задвижками к емкостям, оснащенную четырехступенчатой системой очистки бурового раствора с функцией «Теплый пол», что позволяет работать с полимерными растворами, не перегревая их в емкости. Контейнерный вариант изготовления в отличие от блочно-модульного позволяет сократить на 15–20 суток непроизводительное время при мобилизации буровых установок [4].

В настоящее время производители бурового оборудования (БО) стремятся максимально удовлетворить требования покупателей по повышению эффективности процесса бурения нефтяных скважин. Отсюда стремление производителей к выпуску полностью комплектных универсальных многоцелевых и многофункциональных БУ с широкими технологическими возможностями и ориентированных на производство сложных буровых работ.

Для оценки эффективности применения буровой установки с различными функциональными возможностями предлагается использовать показатель **K**, который





помимо количественной оценки определенного технологического параметра (например скорости спуско-подъемных операций) учитывает и экологическую безопасность при производстве буровых работ.

Таким образом, расчетная модель эффективности применения выбранной функциональной структуры буровой установки может быть представлена в виде выражения

$$K \rightarrow \max \frac{e}{Z_{прив.}^{уд.} \times (\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \dots \cdot \lambda_n)}, \quad (1)$$

где  $e$  – эффективность реализации технологического параметра при бурении скважины, например скорость бурения;

$Z_{прив.}^{уд.}$  – приведенные затраты на бурение, учитывающие себестоимость продукции (в данном случае бурения 1 м скважины) и капитальные вложения (инвестиции).

$\lambda_1, \lambda_2$  и т.д. – коэффициенты, выражающие количественную оценку интенсивности техногенного воздействия на человека и окружающую среду при бурении

(строительстве) нефтяной скважины с использованием принятой технологии.

Необходимость введения в расчетную модель экологического критерия продиктована тем, что твердые и жидкие отходы производства, выбросы взвешенных веществ, газовые ингредиенты и т.д. являются серьезными загрязнителями биосферы [5].

Например, коэффициент  $\lambda_1$ , учитывающий концентрацию загрязняющих веществ в фазе бурения, определяется как отношение концентрации загрязняющего вещества –  $C_i$  к его предельно допустимому значению – ПДК плюс отношение общего количества отходов –  $M_0$  к отходам, подлежащих переработке –  $M_{оп}$ .

$$\lambda_1 = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{\sum_{i=1}^n ПДК_i} + \frac{M_0}{M_{оп}}, \quad (2)$$

где:  $i$  – номенклатура загрязняющих веществ;  $n$  – общее количество различных видов загрязняющих веществ.

В международной практике существуют три так называемых метода разработки нефтяных месторождений [6]:

- *первичный*, при котором потенциал агента, вытесняющего нефть, реализуется за счет использования естественной энергии месторождения;
- *вторичные* методы, направлены на поддержание пластовой энергии путем закачки воды и газа;
- *третичные* – вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрислоевых реакций (газовые, химические, микробиологические методы и т.д.)

Доступ к нефтяному пласту для создания вышеуказанных условий извлечения нефти осуществляется путем бурения (строительства) скважин. Нефть из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины (гидравлическая система «пласт-скважина»). От состояния призабойной зоны пласта, вскрытого нефтяной скважиной, существенно зависят

ТАБЛИЦА 1. Взаимосвязь основных технологических операций и комплекса необходимых функций буровой установки для их реализации

Наименование основных технологических операций	Реализация технологической операции	Комплекс необходимых основных и вспомогательных функций для реализации технологических операций
Углубление скважины посредством разрушения горных пород на забое буровым инструментом	1) Вращение бурильного инструмента с осевой подачей 2) Компоновка бурового инструмента (сборка, разборка бурильной колонны)	$F_1$ – грузовая ( $f_{1,1}$ – спуск инструмента; $f_{1,2}$ – подъем инструмента; $f_{1,3}$ – удержание инструмента; $f_{1,4}$ – компоновка инструмента) $F_2$ – автоматизация спуско-подъемных операций ( $f_{2,1}$ – свинчивание/развинчивание труб; $f_{2,2}$ – удержание колонны труб) $F_3$ – приводная ( $f_{3,1}$ – привод механизмов; $f_{3,2}$ – регулирование режимов бурения; $f_{3,3}$ – поддержание заданных режимов) $F_4$ – контролирующая ( $f_{4,1}$ – контроль режимов бурения) $F_5$ – компоновка бурового оборудования ( $f_{5,1}$ – конструктивная взаимосвязь; $f_{5,2}$ – функциональная взаимосвязь)
Удаление выбуренной породы из скважины (очистка забоя скважины)	Промывка скважины жидким или воздушным агентом	$F_6$ – циркуляционная ( $f_{6,1}$ – циркуляция бурового раствора; $f_{6,2}$ – очистка бурового раствора; $f_{6,3}$ – приготовление бурового раствора; $f_{6,4}$ – изменение свойств бурового раствора; $f_{6,5}$ – хранение бурового раствора) $F_4$ – контролирующая ( $f_{4,2}$ – контроль параметров бурового раствора)
Проведение комплекса геолого-геофизических работ по исследованию горных пород и испытанию продуктивных горизонтов	Проведение замеров, сбор и анализ информации	Используются все функции $F_1; F_2; F_3; F_4; F_5; F_6$
Крепление ствола скважины в процессе ее углубления обсадными колоннами	Спуск обсадных труб и закачка цементного раствора в межтрубное пространство	Используются все функции $F_1; F_2; F_3; F_4; F_5; F_6$ (закачка цементного раствора производится цементировочным агрегатом, не входящим в комплект буровой установки)
		<b>ИТОГО: количество основных функций – <math>F_i = 6</math> количество вспомогательных функций – <math>f_{i,i} = 18</math></b>

эффективность разработки месторождения, дебиты и величина пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости в скважине.

С позиции системного подхода, как комплекса взаимосвязанных элементов, в целом процесс добычи углеводородов можно представить как систему взаимосвязанных элементов «**буровая установка – скважина – нефтяной пласт**».

Между выделенными элементами существуют определенные зависимости, установление которыми позволит подойти к проблеме **управления** эффективностью применения технических средств на этапах производства буровых работ в системе «**буровая установка – скважина**».

Одной из методик системного анализа является функционально-

стоимостное моделирование исследуемой системы [7].

Особенностью функционально-стоимостного анализа (ФСА) является установление целесообразности (достаточности или избыточности) функций, которые должен выполнять объект (буровая установка) в конкретных условиях.

### Исследование функциональных связей

В таблице 1 представлена взаимосвязь основных технологических операций  $T_n$ , комплекса необходимых основных функций  $F_i$  и вспомогательных  $f_{i,j}$  функций буровой установки при формировании ствола скважины.

где  $n, i, j$  – порядковый номер технологических операций, основных и вспомогательных функций соответственно.

Совокупностью вспомогательных функций  $f_{i,j}$ , реализуемых отдельными функциональными блоками  $M_m$ , обеспечивается выполнение основных функций  $F_i$ .

Например, технологическая операция  $T_1$  – *Углубление скважины* обеспечивается путем «*Осевой подачи бурового инструмента и его удлинения*», для чего буровая установка должна выполнять грузовую функцию  $F_1$ , которая в свою очередь реализуется посредством 4-х вспомогательных:  $f_{1,1}$  – спуск инструмента;  $f_{1,2}$  – подъем инструмента;  $f_{1,3}$  – удержание инструмента;  $f_{1,4}$  – компоновка инструмента.

На рис. 1 и 2 представлена графическая интерпретация результатов функционального анализа в виде укрупненной функциональной модели работы буровой установки.

РИС. 1. Укрупненная функциональная модель работы БУ

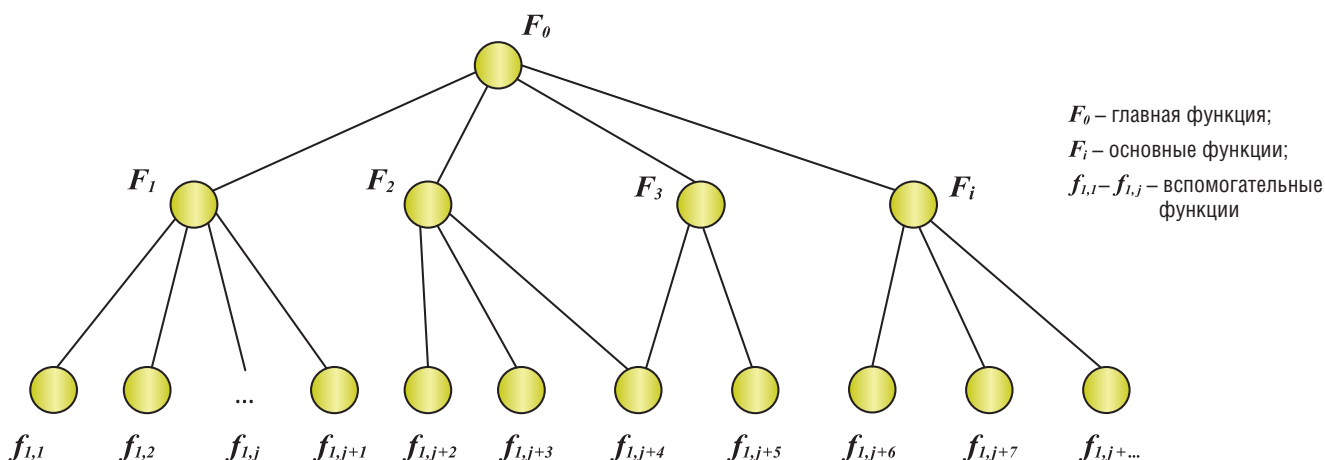
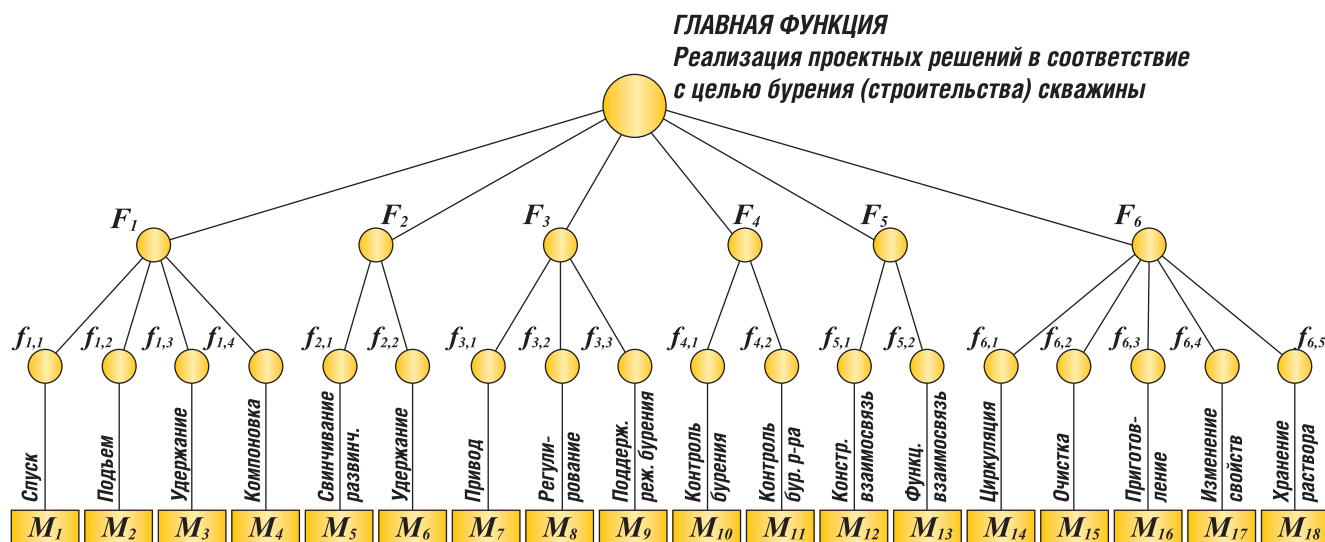


РИС. 2. Укрупненная функционально-структурная модель работы БУ



$M_{1-18}$  – функциональные блоки для реализации вспомогательных функций



ТАБЛИЦА 2. Распределение относительных затрат по функциональным блокам

Функциональные блоки	Функции, в которых участвует функциональный блок	Суммарный удельный вес функций	Относительная стоимость функциональных блоков, %
Вышечный блок	F1 – F6	1	17,3
Буровые основания	F1, F2, F3, F5, F6	0,88	15,3
Блок буровой лебедки	F1, F3, F5, F6	0,776	13,5
Блок буровых насосов	F3, F5, F6	0,554	9,6
Двигатели, ДЭС	F1, F3, F6	0,665	11,5
Трубопроводы	F5, F6	0,388	6,8
Блок очистки	F3, F5, F6	0,554	9,6
Блок приготовления	F3, F5	0,277	4,9
Блок регуляторов	F3, F6	0,443	7,7
Анализаторы	F4	0,111	1,9
Датчики	F4	0,111	1,9
<b>Всего</b>		<b>5,759</b>	<b>100</b>

### Стоимостной анализ функциональных затрат по укрупненной ФСМ БУ

Применение ФСА сводится к определению:

- удельного веса основных функций в общей структуре буровой установки –  $\delta S_i$ ;
- затрат на приобретение данного функционального блока  $Z_{\text{омн.}}$ .

В соответствии с методологией ФСА удельный вес основной функции  $\delta S_i$  определяется как отношение количества вспомогательных функций, участвующих в реализации основной  $S_{\text{осн.}i}$  к общему количеству вспомогательных функций во всей структуре буровой установки  $\sum_1^n S_{\text{осн.}i}$ .

$$\delta S_i = \frac{S_{\text{осн.}i}}{\sum_1^n S_{\text{осн.}i}}, \quad (3)$$

Например, удельный вес грузовой функции и функции автоматизации спуско-подъемных операций:

$$\delta S_1 = \frac{4}{18} = 0,222; \quad \delta S_2 = \frac{2}{18} = 0,111$$

и т.д.

Затраты на приобретение функционального блока определяются как отношение удельного веса  $i$ -й функции, в которых участвует данный

функциональный блок  $\delta S_i$ , к сумме удельного веса всех основных функций  $\sum_{i=1}^n \delta S_i$ .

$$Z_{\text{омн.}} = \left( \frac{\delta S_i}{\sum_{i=1}^n \delta S_i} \right) \times 100\%, \quad (4)$$

Результаты расчетов по формулам (3) и (4) представлены в таблице 2.

Вышечный блок реализует все рассмотренные основные функции буровой установки от F1 до F6, общий удельный вес которых равен 1. Суммарный удельный вес всех основных функций буровой установки равен 5,759, следовательно, относительная стоимость вышечного блока в общей структуре буровой установки  $\frac{1}{5,759} \cdot 100\% = 17,3\%$ .

В таблице 2 представлена общая компоновка буровой установки, реализующая механический вращательный способ разрушения горных пород. Следует отметить, что декомпозицию буровой установки на функциональные блоки определяет заказчик бурового оборудования.

Таким образом, применение функционально-стоимостного анализа позволяет определить относительную стоимость функциональных блоков при

минимуме затрат на строительство скважины. Базовая стоимость каждого блока определяется исходя из его функционального назначения в общей структуре буровой установки, с учетом адаптации к условиям эксплуатации (температура, влажность, взрыво- и коррозионно-опасная среда и т.д.) на данном нефтяном месторождении. ●

#### Литература

1. Карпов Ю.А. Текущие тенденции на рынке бурового оборудования. // Бурение и нефть. – 2012. – № 1. – С. 12–14.
2. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. – Екатеринбург: УГГТА, 2002. – 592 с.
3. Эпштейн В.Е. Основные тенденции развития бурового оборудования и технологий // Бурение и нефть. – 2012. – № 6. – С. 4–7.
4. Витковский А. А. Современные буровые установки ПГ «Генерация» как ключ к экономической эффективности // Нефть и Капитал. – 2013. – № 6. – С. 23–25.
5. Сердобинцев Ю. П. Обеспечение эффективности управления эксплуатационными свойствами трибосопряжений технологического оборудования в процессе жизненного цикла: монография / Волгоград гос. техн. ун-т; Ю.П. Сердобинцев, О.В. Бурлаченко. – Волгоград, 2005. – 353 с.
6. Козловский Е. Увеличение отдачи нефтяных месторождений как стратегия оптимального воспроизводства нефтедобычи // Е. Козловский, А. Боксерман. – Промышленные ведомости. – 2005. – № 11. – С. 23–30.
7. Окулесский В.А. Функциональное моделирование – методологическая основа реализации процессного подхода / В.А. Окулесский. – М.: НИЦ CALS-технологий, 2001. – 156 с.

# ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЙ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ И РЕМОНТЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

В настоящее время проблемы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений промывочных жидкостей, остаются до конца не решёнными на большинстве месторождений со сложным геолого-литологическим строением. Связано это с отсутствием объективной информации о поглощающем интервале (толщиной зоны поглощения, приёмистостью, наличием провалов, характером геометрии каналов поглощения, пластового давления и т.д.). Какие сегодня существуют недостатки при определении технологии ликвидации осложнений, каков общий алгоритм действий при ликвидации поглощений промывочных жидкостей и какие можно дать рекомендации по подбору материалов в зависимости от интенсивности поглощений? Какие существуют материалы и реагенты для ликвидации поглощений в сложных геологических условиях, каковы их характеристики, свойства и потенциальные возможности, а также, что показал опыт их применения?

**Вадим Мнацканов,**  
ООО «Газпром бурение»,

**Владимир Ноздря,**  
ЗАО «НПК  
Спецбурматериалы»,

**Сергей Мазыкин,**  
**Богдан Мартынов,**  
ООО «Сервисный  
Центр СБМ»

На начальной стадии поглощения нежелание Заказчика нести расходы на проведение гидродинамических и геофизических исследований поглощающих интервалов.

Отсутствие необходимых инструментов для исследования поглощающих интервалов (пакеров, герметизирующих устройств, уровнемеров, глубинных расходомеров, манометров и др.). Отсутствие

программных средств обработки и анализа информации для подбора эффективных материалов и реагентов.

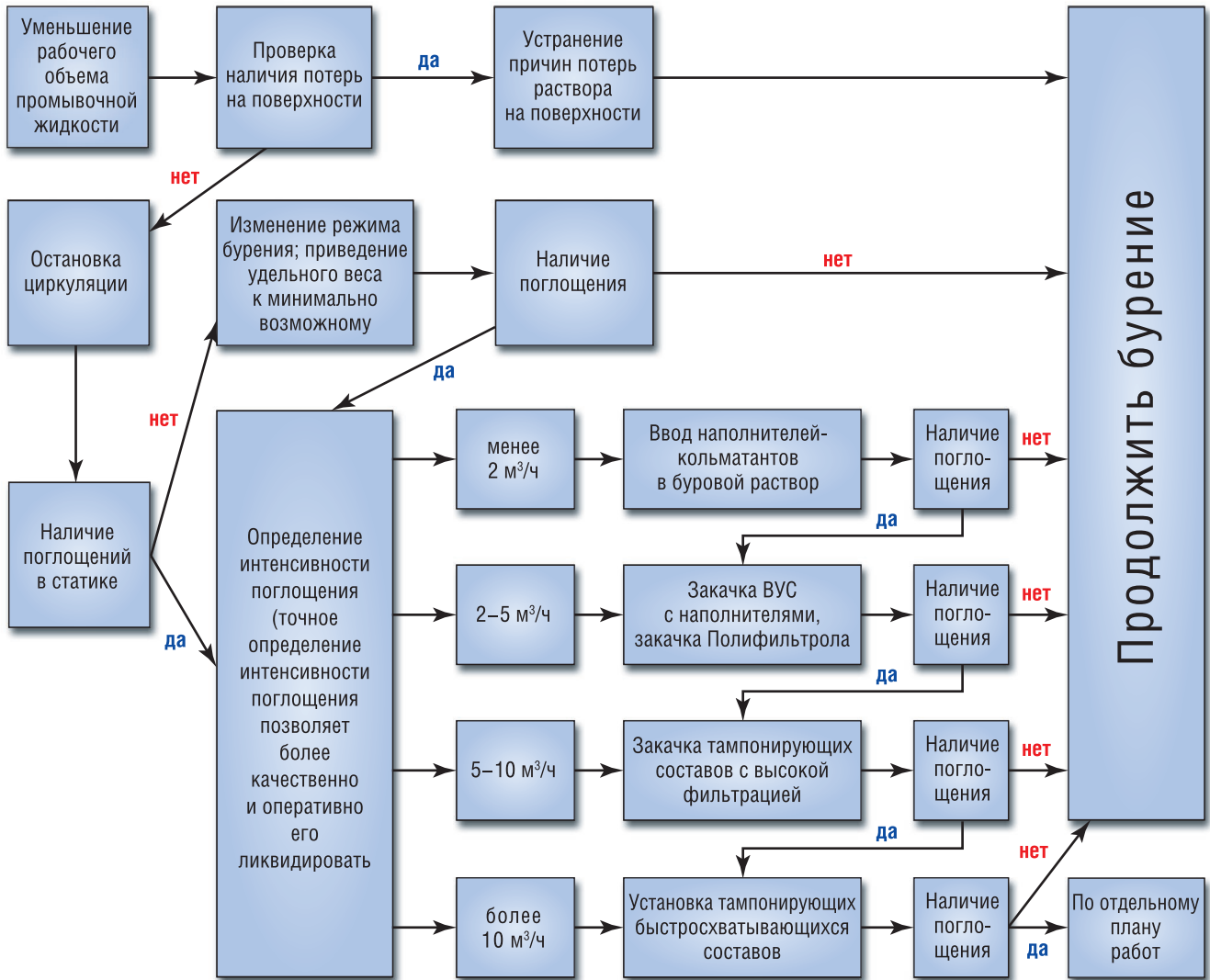
С целью эффективного выбора материалов, реагентов и технологий для предупреждения и ликвидации поглощений различной интенсивности необходимо провести следующие этапы исследований, представленных в блок-схеме рис. 1.

РИС. 1. Комплекс исследований поглощающих горизонтов





РИС. 2. Алгоритм ликвидации потерь и поглощений бурового раствора



В случае отсутствия вышеперечисленной информации приходится использовать алгоритм ступенчатого усложнения мероприятий по ликвидации возникшего поглощения. Так в случае уменьшения рабочего объема промывочной жидкости вначале необходимо убедиться в отсутствии потерь на поверхности. При обнаружении негерметичности принять меры по устранению. В случае отсутствия потерь на поверхности необходимо определить интенсивность поглощения и в соответствии величиной интенсивности поглощения производить выбор материалов и технологий. На рис. 2 представлен алгоритм выбора технологий и материалов используемый при ликвидации поглощений при строительстве скважин инженерно-технологическими службами ООО «Сервисный Центр СБМ».

ООО «Сервисный Центр СБМ» совместно с ЗАО «НПК «Спецбурматериалы» и ЗАО «НПО «Полицелл» ведёт постоянную работу по разработке, адаптации и внедрению новых эффективных материалов, реагентов и технологий

для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и ремонте скважин. На сегодняшний день в арсенале СЦ СБМ имеется следующая линейка материалов, реагентов и технологий представленная на рис. 3.



РИС. 3. Перечень материалов, реагентов и технологий для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении и ремонте скважин



Большинство представленных реагентов широко используются при предупреждении и ликвидации осложнений в различных геолого-технических условиях в обособленных

подразделениях СЦ СБМ и положительно зарекомендовали себя. Так широкая линейка мраморных порошков и крошки изготавливаемая в соответствии с ТУ-5716-003-52817785-03

следующих марок и характеристик, представленных в табл. 1 позволяет удовлетворить всем требованиям по обеспечению буровые объекты гранулярными наполнителями-кольматантами.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики мраморных порошков и крошки

Марка реагента	Плотность, не менее г/см <sup>3</sup>	Размер частиц, мкм	Массовая доля остатка на сетке/ не более, %	Соответствие зарубежной классификации
MP-1	2,6		№0071K /5	
MP-2	2,7	до 150	№01K/10	Medium
MP-3	2,7	0,5-45	№0045K/5	Fine
MP-4	2,7	0,1-10	№002K/10	Ultrafine
MP-5	2,7	1-500	№05K/5	Course
MP-6	2,7	10-1000	№1K/10	
MP-7	2,7	50-5000	№5K/5	
MP-8	2,7	1000-2000	№2K/5	
MP-9	2,7	500-1000	№1K/10	



ТАБЛИЦА 2

№ скв. площадь	Интервал поглощения, м	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /ч	Характер поглощения	Объём закачек, м <sup>3</sup>	Кол-во закачек, шт.
Скв. 3 Имбинская	2400-2404	Более 80	Катастрофическое + газопроявление	5,0	1
Скв. I-18-11 Дулисьминского НГКМ	89-98	60	Катастрофическое (без выхода)	2,0	1
Скв. I-18-07 Дулисьминского НГКМ	95-120	50	Катастрофическое (без выхода)	2,5	1
Скв. 321-74 Чаяндынского НГКМ	410-425	Более 30	Высокоинтенсивное	4,0 5,0	2
Скв. ПО-98 Ямсовейского НГКМ	86-110	Более 20	Высокоинтенсивное	4,0	1
Скв. 321-72 Чаяндынского НГКМ	440-462	25	Высокоинтенсивное	4,0	2

Чешуйчатые и пластинчатые наполнители-кольматанты представлены марками КФ1-5 и КФЦ1-5 которые позволяют эффективно использовать их как при предупреждении поглощений в терригенных отложениях, так достаточно быстро ликвидировать потери промывочной жидкости при средней и низкой интенсивности поглощений, а в некоторых случаях и при высокой поглощающей способности.

Волокнистыми наполнителями-кольматантами представлена серия Полиплаг и Полифibr в их состав входят также чешуйчатые и зернистые добавки позволяющие образовывать комплексный полиминеральный состав для предупреждения и ликвидации поглощений различной интенсивности в породах смешанного типа.

Опыт применения регента Полиэкспан при ликвидации осложнений при строительстве скважин на месторождениях Восточной Сибири показал ряд преимуществ перед стандартными проектными решениями, а также позволил отработать эффективную технологию по борьбе с поглощениями. Эффективность применения данного материала обеспечивается достоверностью исходной геолого-технической информацией по скважинам и

строгим соблюдением рецептуры тампонирующего состава, также технологии закачки в интервал установки. Что было многократно реализовано на скважинах Чаяндынского НГКМ в 2012 и 2013 гг. В табл. 2 представлена информация по наиболее сложным объектам ликвидации поглощений.

Общее время и материалы, затраченные на ликвидацию катастрофических поглощений с применением реагента Полиэкспан значительно ниже по сравнению проектными решениями, связанными с установкой тампонажных мостов и намывом наполнителей.

Одним из перспективных материалов и реагентов, разработанных в ЗАО «НПК «Спецбурматериалы» является состав Поли ТГП. Данная технология основана на химической кольматации происходящей при взаимодействии 2-х компонентов Поли ТГП при смешении в зоне поглощения. При этом в результате химической реакции в течение 1–2-х мин происходит увеличение объема тампонажной смеси в 2–3 раза, в результате чего образуется пористый безводный тампон с высокой пластической прочностью.

Необходимый объем образующегося тампона с учётом

его пластической прочности рассчитывается индивидуально в каждом конкретном случае в зависимости от характеристик поглощающих пластов.

Для проведения изоляционных работ на буровой необходимы: 2-а цементировочных агрегата, 1-а смесительно-осреднительная машина, ёмкость с перемешивателем объёмом от 5 м<sup>3</sup>, тампонажная сухая смесь Поли ТГП (компонент А – 550 кг/м<sup>3</sup>, компонент Б – 270 кг/м<sup>3</sup>).

Опытная партия состава Поли ТГП была успешно испытана филиалом «Оренбург бурение» при ликвидации катастрофических поглощений на скважине №9044 Оренбургского НГКМ и скважине №3 Царичанского месторождения Оренбургской области в 2007 году.

На все новые материалы и реагенты, прошедшие лабораторные и промысловые испытания разрабатываются инструкции или рекомендации по применению. Большинство материалов и реагентов, представленных на блок-схеме рис. 3 вошли в регламент по предупреждению и ликвидации поглощений при строительстве скважин на Чаяндынском НГКМ, данная работа была проведена совместно со специалистами ООО «Газпром бурение» и ООО «Газпром геологоразведка». ●

# ТРАНСПОРТНО-ЛОГИСТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ПОСТАВКИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ



**Татьяна Кяримова,**  
Директор по развитию  
ВЭНТЭК ГРУПП

Материально-техническое снабжение – это такая сфера деятельности предприятия, от эффективного функционирования которой зависит жизнедеятельность всей компании; это та «кровь», которая питает любой живой организм, и нефтегазовая промышленность в данном случае, скорее, классический пример, нежели исключение.

Снабжение производственной деятельности оборудованием, ресурсами, материалами, комплектующими, готовой продукцией и другими элементами в своем цикле подразумевает ряд этапов: определение и планирование потребности в закупках, анализ и выбор поставщиков, реализация закупки и контроль поставки, координация осуществленных закупок с производством, сбытом, складированием, перемещением и т.д. Конъюнктура нефтегазового рынка за последние несколько лет сложилась таким образом, что некоторые из этих этапов требуют особого внимания – это процесс закупки и процесс поставки.

Очевидно, почему проблема закупок привлекает к себе всевозрастающий интерес: суть

в объеме выделяемых средств и их рациональном распределении. Исходя из этого, безусловно ясно, почему данная сфера должна быть максимально открытой для менеджмента организации, а когда речь идет об энергетическом комплексе – то и для государства. Справедливо отметить, что, несмотря на то, что действующая в российских компаниях система закупок пока все же уступает западной в части прозрачности, экономической эффективности и обоснования целесообразности, некоторые авторитетные корпорации, например, ЛУКОЙЛ, Транснефть уже сделали свой выбор в пользу электронной системы торгов, независимого аудита инвестиционных программ и других мер, означающих определенную доступность информации для оценки снабженческих затрат. Также невозможно обойти участие и недооценить роль Открытого Правительства, Государственной Думы и некоммерческих объединений, таких как Союз производителей нефтегазового оборудования в судьбе данного вопроса, о чем свидетельствуют организуемые общественные мероприятия, рабочие сессии, круглые столы, создаваемые Комитеты, – то есть площадки различного формата, на повестку которых выносятся острые проблемы закупочной деятельности.

Однако когда речь идет о модернизации и повышении эффективности всей цепочки снабжения, не меньшего интереса вызывает вопрос логистики поставок. Дело в том, что добиться максимального экономического эффекта лишь за счет снижения стоимостной части приобретаемых материально-технических

ресурсов невозможно (более того возникает риск приобретения низкокачественных изделий), а для того, чтобы добиться радикальных положительных изменений, требуется комплексное реформирование каждого из этапов. Важность части транспортно-логистического обеспечения в процессе реализации контракта на поставку нефтегазового оборудования, объясняется тем, что его доля может составлять от 3–10% от общей стоимости контракта, что порой достигает миллионов долларов.

За последнее двадцатилетие наша страна пережила два глубоких экономических кризиса, а их отголоски слышны и по сей день. Такие потрясения не проходят бесследно и протягивают за собой на долгие годы веретено с изменениями в укладе, принципах организации и построения структуры предприятий и отделов. Так, говоря о снабжении крупного промышленного предприятия середины 70-х годов, необходимо делать акцент на использовании исключительно внутренних ресурсов. Все, что касалось складского хранения, закупок и поставок, внутрифирменного перемещения, экспортно-импортных процедур было неотъемлемой частью производства, не могло существовать вне его и реализовывалось в стенах предприятия собственными силами, – так называемая инсорсинговая логистика (1PL – one part logistic). Свежо предание о том, как на заводах и фабриках создавались целые парки используемого подвижного состава, диспетчерские пункты, координирующие транспортные потоки, ремонтные мастерские, обслуживающие





собственный парк, складские комплексы, – предприятия того времени простирались на огромных территориях и обеспечивали многоотраслевой работой тысячи человек, а вокруг одного производственного объекта вырастали целые города.

Любопытно, что далее проследовавшая приватизация 90-х годов стала той самой «свежей струей», которая в конечном итоге и подточила «камень» нерушимой советской индустрии. Передача промышленных комплексов в частное владение обернулось быстрыми продажами основных активов, а громоздкие капиталоемкие транспортные и сопутствующие им департаменты стали одними из первых, ушедших с молотка. Являя собой новые компании, фактически они предоставляли услуги тем предприятиям, в составе которых они раньше находились.

В первом десятилетии 2000-х годов все ярче стала проявляться несостоятельность выбранного курса. На тот момент, средний возраст транспортных мощностей подобрался к последним годам выработки, а где-то далеко перешагнул его. Так как это сказывалось на качестве услуг, недовольство потребителей, проигрывавших из-неудовлетворительного сервиса, все нарастало, и игроки транспортного рынка, ориентированные на долгосрочное стратегическое развитие, заняли позицию укрупнения и обновления с целью не только не потерять, но укрепить свои позиции и расширить клиентские базы. К слову, именно в этот период новых управленческих решений в российский транспортный бизнес активно вошли иностранные партнеры за счет инвестиционных программ.

Таким образом сформировался крупный пласт российских 2PL-провайдеров, действующих в широком круге промышленных и нефтегазовых предприятий. Вплоть до сегодняшнего дня они предоставляют сервис по хранению, транспортировке и погрузо-разгрузочным работам, добавив услуги таможенных брокеров, сертификации, страхования и внешнеэкономической деятельности, но это все еще не 3P и 4P логистика, означающая полный контроль уровня и распределения запасов на условиях аутсорсинга.

Надо заметить, что одним из сдерживающих факторов развития этих схем является само отношение российского потребителя к комплексному аутсорсингу поставок. Во-первых, не канула в лету советская школа менеджмента, когда делать все своими силами внутри своего предприятия было целесообразнее с точки зрения затрат, но сегодня она уже неприменима, т.к. принципы взаимодействия участников мирового экономического сообщества заключается в разделении труда, и это касается и международного и локального уровней. Вторым щепетильным нюансом является тот факт, что передача вопросов снабжения сторонней организации должна подкрепляться высокой степенью доверия и взаимответственности между заказчиком и исполнителем, что априори подразумевает максимальную прозрачность и открытость и исключает сомнительные схемы. К сожалению, не все современные компании к этому готовы.

Вообще, нефтегазовый комплекс для оценки возможностей российского транспортно-логистического рынка как лакмусовая бумажка. Во-первых, это стратегическая отрасль с государственным участием и контролем, во-вторых, нефтегазовый сектор создает колоссальные объемы внешних и внутрироссийских грузопотоков, в-третьих, это существенные финансовые потоки, заключенные как в материальном выражении в самих грузах, так и заложенные в выполняемые услуги, в-четвертых, это высокие требования к ассортименту и технико-технологическому состоянию используемых мощностей (складов, транспорту, спецтехнике), и, наконец, это спрос на весь спектр логистических услуг. Безусловно, выступая на рынке в качестве поставщика для нефтегазового сектора, следует отдавать отчет в плане ответственности и высоких требованиях, которые будут предъявлены со стороны заказчика. Поэтому, как правило, желание транснациональных нефтегазовых корпораций, имеющих филиалы на территории России, получать услуги транспортной логистики на том же уровне, что и в развитых странах, приводит к тому, что активно вовлеченными в работу оказываются не отечественные

операторы, а представительства зарубежных организаций, которые имеют опыт в предоставлении всего спектра услуг на условиях аутсорсинга полного цикла логистики.

Так или иначе, любое предприятие стремится к получению комплекса требуемых операций наилучшего качества за приемлемую цену. Но то, какие именно услуги они готовы получать на аутсорсинге, определено собственной структурой компании. На это оказывает влияние такие внутренние характеристики организации как сфера деятельности, специфика, масштабы, основные потребности. Не вдаваясь в подробности, можно выделить следующие варианты реализации логистических услуг, действующие на нефтегазовых предприятиях:

*1. Компания принимает участие в перемещении товарного и сырьевого потока вне ее структуры (не технологические, внешние поставки). Это может происходить в следующих формах:*

*1.1. Выделение из структуры организации дочернего подразделения, которое закрывает все вопросы, связанные с вопросами поставок: закупки, транспортировка, таможенное оформление, хранение, внешнеэкономические операции материальных потоков и т.д., то есть создание Управления цепями поставок (SCM – Supply Chain Management), включающего в себя также и департамент логистики. Данная схема предполагает наличие собственных логистических активов и высококвалифицированного персонала всех профильных направлений, чтобы закрывать своими силами большинство потребностей (в первую очередь, внутрифирменных). Подобный принцип организации деятельности свойственен крупнейшим нефтегазовым компаниям.*

К такому формату пришла компания «Газпром нефть». 18 марта 2014 года на конференции НЕФТЕГАЗСНАБ, посвященной снабжению в отрасли, с докладом об истории создания и развитии предприятия ООО «Газпромнефть-снабжение» выступил генеральный директор вновь созданной компании С.Г. Смецкой. На базе логистического комплекса ОАО «Газпром нефть», а именно путем реорганизации служб МТО ДЗО «Газпром нефть» в 2011 году было принято решение о

создании крупного логистического оператора. Основными функциями, которыми наделено предприятие, являются: складская и транспортная логистика, консалтинг по оптимизации расходов на логистику, хранение, транспортировка, погрузо-разгрузочные работы, информационное сопровождение грузоперевозок, управление движением МТР, внешнеэкономическая деятельность, таможенное оформление, экспедиторские услуги, закупочная деятельность, то есть перечень того, что может привести в исполнение 3PL оператор. Несмотря на то, что целью деятельности служит оказание сервиса как для материнской компании, так и для внешних заказчиков, стратегия «Газпромнефть-снабжения» подразумевает долю внешних контрактов более 30% только к 2020 году, учитывая, что сегодня их уже 25%, что подтверждает амплуа внутреннего, «домашнего» оператора.

1.2. Создание внутри предприятия отдела транспортной логистики. В зависимости от масштабов и типа организационной структуры работа может быть налажена по-разному:

- при наличии подвижного состава и складских хозяйств, а также специалистов по перевозкам, ВЭД, таможенных брокеров, соответствующие процедуры выполняются собственными возможностями;
- при отсутствии или незначительных мощностях к реализации проектов привлекаются:
  - прямые исполнители, а именно компании-подрядчики, владеющие собственным транспортом, складской инфраструктурой, а также таможенные декларанты, страховые, сертификационные брокеры и др. В данном случае полная ответственность за реализацию проекта лежит на компании-заказчике, а каждый исполнитель поручается лишь за вверенный ему участок работы.
  - экспедиторские компании, которые занимаются организацией, контролем и координацией деятельности субподрядчиков. Де-юре экспедитор для клиента является единственным исполнителем, соответственно, в отличие от целого реестра прямых подрядчиков, является более достигаемым с точки зрения привлечения к ответственности.

1.3. Транспортно-логистическая деятельность не выделяется в отдел или департамент, но в штате работает специалист по поставкам, который занимается организацией логистических процессов, привлекая к сотрудничеству прямых исполнителей (перевозчиков, таможенных брокеров и др.) или экспедиторские компании. Основной задачей штатного специалиста остается составление технического задания и контроль за соблюдением обязательств всеми подрядчиками. Такой вариант чаще всего реализуется на средних и малых предприятиях с небольшим грузооборотом или простыми логистическими схемами поставок.

1.4. Не выделен отдел логистики, в штате нет специалиста по данному вопросу. Все процедуры, связанные с транспортно-логистическим циклом, поручены «домашним» компаниям, то есть одной или несколькими организациями, которые закрывают весь комплекс запросов клиента, получая их напрямую из отделов продаж, материально-технического снабжения или иных отделов, генерирующих потребности в логистической деятельности. Такой принцип работы основан главным образом на непоколебимой вере в порядочность и профессионализм исполнителя, что предполагает долгосрочное стратегическое партнерство и умело оформленные юридические документы: договора, формы заявок и запросов, что в спорной ситуации позволит сторонам прийти к компромиссу. Кстати сказать, на подобном фундаменте может базироваться деятельность имплант-сотрудника – это когда представитель «домашней» транспортно-логистической компании находится все время на территории и работает только над проектами одного конкретного клиента. Эта схема очень удобна для крупных предприятий при больших объемах погрузок и выгрузок, требующих сурвейерского участия, точности исполнения и повышенного внимания к документам (например, экспресс-доставка компании «РУСАЛ» координируется именно сотрудником-имплантом).

*II. Компания может вовсе не участвовать в перемещении материальных потоков вне собственной структуры. В таком случае:*

2.1. Логистические потребности закрываются тендерной комиссией отделов снабжения или других,

формирующих запрос на поставку. Характерной особенностью такого подхода является ориентация в подавляющем большинстве на стоимость лота, а не на объективное соотношение цены-качества. Тем временем, предпочтение конкурсантам, предлагающим наименьшие ставки, не всегда целесообразно по некоторым причинам. Во-первых, если тендерная комиссия не специализируется на транспортно-логистических процессах, то она не сможет объективно оценить фактическую себестоимость их реализации, что повышает риск отбора предложений по разовой демпинговой цене с последующим прерыванием сотрудничества. Помимо этого, когда в тендере участвует не много компаний, и они принадлежат к узкоспециализированному виду деятельности, заказчик может угодить в ловушку ценового сговора. Вторая причина состоит в том, что участники тендера исходят, прежде всего, не из уровня собственных издержек, а из цен, которые могут назначить конкуренты, что в процессе реализации проекта может привести ту или другую сторону к непредвиденным расходам. И, наконец, иногда незначительная экономия, которую получает заказчик, выбирая самые дешевые услуги, несоизмерима с рисками и потерями, которые он может понести в случае некачественного исполнения подрядчиком своих обязательств. Оптимальным решением в условиях деятельности тендерной комиссии является обязательное участие специалистов, подбираемых для каждого конкретного конкурса, в профессиональном поле которых разыгрывается определенный лот, и этот принцип должен касаться не только транспортно-логистических работ.

2.2. Поставка сырья и материалов находятся в зоне ответственности поставщиков. Следует отметить, что передача функций по части поставки на продавца – часто встречающаяся практика среди отечественных предприятий. Когда поставщик находится на территории Российской Федерации, это, как правило, не создает дополнительных трудностей и в целом логистический процесс выглядит достаточно просто и поддается контроллингу со стороны заказчика. Но иная обстановка создается при сотрудничестве с иностранными контрагентами. Довольно часто зарубежные



партнеры инициируют определенные условия поставок, так называемые, условия группы «D» (доставлено): DDP (с уплатой ввозных пошлин), DAT (до терминала), DAP (до назначенного места) (Прим. авт.: в соответствии с Incoterms 2010, вместо DAF, DES, DEQ, DDU, DDP). Все эти условия подразумевают расходы и риски продавца по доставке товара в страну назначения, что на первый взгляд кажется очень привлекательным предложением, ведь налаженные поставки таким образом требуют минимальных действий со стороны покупателя. Однако обратная сторона медали показывает, что такая схема не оставляет для отечественного заказчика маневров для экономии на общей стоимости контракта, и капиталоемкие статьи затрат по всей цепи поставки в полной мере будут заложены в цену готовой продукции.

Есть еще один аргумент не в пользу текущей ситуации. В связи со вступлением России в ВТО произошел количественный рост показателей внешней торговли, а также расширение географии поставок. Выполняя требования Всемирной Торговой Организации и открываясь для международного рынка, российская сторона в течение ближайших лет производит плановое снижение ввозных пошлин некоторых групп товаров, включая автомобили и оборудование. Американские, китайские и европейские производители получили дополнительные ключи к российским рынкам потребления, создавая жесткую конкуренцию отечественной промышленности. Но, к сожалению, активно растущий объем международного грузооборота приводит не к пропорциональному развитию отечественного логистического рынка, а к более глубокому проникновению и закреплению позиций иностранных игроков, которые и без того занимают просторную нишу в торговом обороте с Россией, – в основном это литовские, латвийские, немецкие компании, предоставляющие услуги по перевозке, экспедированию и хранению. И в данном внешнеэкономическом контексте превалирование условий поставки группы «D» служит дополнительным шансом и удобным случаем для резервирования зарубежных логистическими организациями определенного объема работ. Также следует сразу обозначить тот факт, что продавец традиционно

предпочитает реализовывать поставку «домашними» компаниями своего региона, не допуская туда российских или иных подрядчиков, как по части транспорта, так и по всей цепочке поставки. Однако для заказчика в России это едва ли является гарантом качества и приемлемой цены, потому что, за редким исключением, логистические операции не являются основным видом деятельности или инструментом заработка поставщика, поэтому его экономические интересы с момента отгрузки представляет близкая к нему компания-подрядчик, с которым у отечественного заказчика и вовсе отсутствуют какие-либо взаимоотношения, что в дальнейшем сказывается на процессе регулирования возникающих споров.

Таким образом, при построении цепочки поставки необходимо рассматривать возможности преимущественного использования условий групп «E», «C», «F» для обеспечения максимального внедрения в логистическую схему отечественных игроков – транспортных, экспедиторских, таможенных, страховых и др. компаний. Это важно для заказчика, во-первых, с точки зрения правовой доступности, т.к. поставка будет проходить под юрисдикцией российского Законодательства, во-вторых, упростит коммуникации в процессе поставки и позволит получать информацию не от отправителя, а непосредственно от исполнителей на каждом этапе; кроме прочего, кооперация с соотечественниками допускает варианты оптимизации затратной части при перевозке, погрузо-разгрузочных операциях, а участие заказчика как импортера в таможенном оформлении может положительно сказаться на скорости исполнения платежей и очистки грузов. В масштабах страны такая политика вовлечения открыла бы новые возможности для отечественных логистических компаний и тем самым, уменьшила бы отток денежных средств от коммерческой логистической деятельности в казну иностранных государств.

2.3. Доставка готовой продукции лежит в зоне ответственности покупателя, который и организует забор товара. Это одна из самых простых, но менее популярных схем в нефтегазовом секторе – как правило, доставку груза по

территории РФ осуществляет российский производитель, дистрибьютор или сервисная компания, оказывающая услуги.

На практике более корректно было бы говорить о смешении рассмотренных чистых схем и образовании новых форм, таких как инсорсинг плюс аутсорсинг, когда часть поставок реализует свой отдел логистики, а часть – привлеченные подрядчики, взаимодействие тендерных комитетов и транспортно-логистических отделов, использование разных условий Incoterms при организации цепи поставки и др.

В заключение стоит заметить, что на сегодняшний день, в России действует порядка полутора десятка компаний, позиционирующих себя как комплексный логистический поставщик, то есть 3PL и 4PL операторы. Однако на практике, полный перечень услуг, подразумеваемый под 4PL ими не реализуется. Во-первых, все эти компании – филиалы иностранных логистических концернов (DHL, GEFCO, Kuehne & Nagel), и ни одна российская организация пока не вышла на уровень комплексного логистического поставщика. Во-вторых, несмотря на то, что по некоторым оценкам, в США 55%, а в ЕС 60% логистических операций отдано на аутсорсинг, на транспортно-логистическом конгрессе «TransCargo» в марте 2014 г., Михаэль Клаус, представитель Volkswagen Group, признал, что компания, как заказчик, не готова передать весь процесс поставки от планирования, закупки до конечной доставки на аутсорсинг внешней компании. Риск и цена ошибки, со слов эксперта, значительно превышает те расходы, которые компания готова нести, организуя собственные склады хранения и управление запасами, поэтому они идут по пути организации работы департамента поставок внутри предприятия, сознательно принимая дополнительные затраты.

Несмотря на то, что 10 лет назад специалисты прочили выход логистических операторов на уровень не ниже 3PL к 2010 году, судя по тенденции, говорить о полной передаче процессов поставки стратегической нефтегазовой отрасли на аутсорсинг в России достаточно рано, и к этим переменам, к сожалению, не готовы ни заказчики, ни исполнители. ●

# NG8 – ОПТИМИЗАЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ПРОЦЕССОВ

**Виктор Ронжин,**  
специалист по программному  
обеспечению  
компании Waters

Задачи по возможности максимальной автоматизации рабочих процессов стоят одинаково остро на повестке дня не только в крупных лабораториях с большой численностью персонала, круглосуточной занятостью, длинным перечнем самых разнообразных видов и методов анализа, обширным парком оборудования, но также и в небольших, где количество сотрудников составляет 2–3 человека, имеются всего несколько типов приборов и достаточно короткий список анализируемых веществ.

И там и там ведется и ежесуточно заполняется большое количество различных бумажных форм. Одни и те же лабораторные данные переписываются и переходят из одного журнала в другой, собираются воедино для каких-либо статистических отчетов или наоборот, выполняются разнообразные выборки для предоставления тем или иным заинтересованным службам. Таким образом, на эти процессы любая лаборатория тратит большой процент своего рабочего времени.

И эта одна из тех областей деятельности химико-аналитических лабораторий, которые можно максимально автоматизировать, что позволит значительно сэкономить необходимое для данной работы время, избежать элементарных ошибок при неоднократном переписывании и передаче данных, обеспечить максимальную сохранность полученных аналитических данных, сделать возможным их автоматический обсчет и обработку, упорядочить хранение, что максимально облегчит их последующий поиск, централизует и регламентирует доступ к полученной лабораторной информации и даст возможность её использования в режиме реального времени. А также сведет до минимума необходимость использования любых бумажных форм в лаборатории.

Какие же конкретно лабораторные процессы можно автоматизировать с помощью программного обеспечения?

Начнем с того, что большинство современных лабораторий имеют многочисленные источники получения аналитической информации. Это самые разнообразные приборы различных фирм производителей, каждый из которых зачастую имеет свое собственное программное обеспечение, и персональные компьютеры с рабочих мест сотрудников лаборатории, где происходит всевозможная

Внесение данных  
в электронный  
лабораторный журнал  
с прибора





Компания **Waters** – крупнейший в мире производитель оборудования для высокоэффективной жидкостной хроматографии, ультраскоростной хроматографии, масс-спектрометрии и программного обеспечения для лабораторий. Созданная в 1958 году, сегодня – это независимая, динамично развивающаяся корпорация, насчитывающая около 5000 сотрудников в 52 странах мира. Уже 30 лет существует в нашей стране представительство фирмы Waters. За это время оборудование и программное обеспечение фирмы установлены на многих предприятиях различных отраслей промышленности, в том числе и в лабораториях компаний нефтегазового комплекса (дочерние структуры ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть» и др.)

обработка полученных данных, их сведение в различные протоколы, отчетные формы, сертификаты качества и т.д. При этом вся полученная информация хранится на бумажных носителях и на компьютерах, непосредственно связанных с приборами, и на ПК сотрудников. Причем эта информация находится в виде многообразнейших типов полученных файлов хроматограмм, спектров и т.п., различных офисных приложений как-то Word, Excel, PowerPoint, MS Access.

И всю эту информацию необходимо хранить в течение длительного времени (определяется в каждой лаборатории конкретными нормативами), каталогизировать её для удобства и минимизации времени поиска и анализа, сделать её доступной для всех заинтересованных лиц с любого клиентского места и при этом желательно обеспечить возможность просмотра и обработки в любой период времени искомого спектра, хроматограммы и т.п., полученных на каждом

установленном в лаборатории приборе, также с этого же клиентского места, а не только непосредственно работая на компьютере самого прибора.

Кроме этого, при необходимости нужно иметь возможность автоматической передачи любых полученных данных в другие информационные системы (ERP, MES, PIMS, LIMS и т.д.), офисные приложения. По мере накопления полученной аналитической информации, расширении перечня проводимых анализов, количества проб и используемых приборов, эта задача становится все более актуальной.

Электронный лабораторный журнал (программа NG8) обеспечивает автоматическую архивацию всего цикла обработки исходных данных, обработанных и обчисленных значений и результатов, а также всех принятых решений и всех данных, посылаемых на печать.

За счет чего это становится возможным?

В программе реализованы два принципа архивации данных.

**File Capture** – это функция автоматического захвата файлов (шаблоны извлечения), полученных на любых приборах любых фирм-производителей (ГХ, ВЭЖХ, МС и т.д.). По мере проведения анализа на каждом приборе и получении исходной информации на нем каждый файл с этого прибора при помощи шаблона извлечения архивируется в базу данных. При этом файл будет автоматически каталогизирован. Из самой структуры файла (также имени файла) считывается

вся необходимая информация и разносится по различным поисковым полям (тэгам). Это может быть и название пробы, и её шифр, прибор, где проводился анализ, время и дата, определяемые компоненты, идентификационный код лаборанта, формат данных и т.п., любая необходимая или желаемая информация, по которой необходимо проводить в дальнейшем поиск данных. Конфигурировать и настраивать эти шаблоны извлечения файловых данных может при желании сам заказчик и пользователь программы. Кроме архивирования оригинальных исходных файлов, программа автоматически параллельно конвертирует их в формат JCAMP – международный, независимый от производителей приборов стандарт. Благодаря этому любой пользователь может со своего рабочего места с помощью встроенного в программу специального просмотрщика (визуализатора) данных (программа **Inspector**) просмотреть и обработать любую хроматограмму, любой спектр независимо от того, на каком приборе какой фирмы-производителя он получен. Он имеет возможность выполнить практически любую функцию, как, например, проинтегрировать хроматограмму, автоматически сравнить спектры, просмотреть полученные данные в формате 2D или 3D и т.д. Нет необходимости говорить, насколько удобно работать с данными любого прибора, не сходя со своего рабочего места и не устраивая очередь вокруг тех или иных приборов или программ.



**Print Capture** – это функция автоматического захвата любых документов посылаемых на печать (в любом формате). Здесь по аналогии с захватом файлов создаются шаблоны извлечения, которые обеспечивают при архивации любых печатных документов их автоматическую архивацию и каталогизацию. Из структуры документа также извлекаются все необходимые данные и разносятся по соответствующим полям (тэгам) для их последующего быстрого поиска, по любому заданному критерию. Архивация возможна для всех без исключения документов, независимо от того, распечатываются они с компьютеров приборов (например, протоколы) или клиентских мест. Сами документы при этом совсем необязательно отправлять на печать. Функция **Print Capture** действует автономно. Как и при захвате файлов с приборов, заказчик сам определяет, какую информацию программа должна извлечь из документа (шаблоны извлечения могут создаваться под любой тип документов, их количество не ограничено) и рассортировать по искомым полям. С таким архивированным документом затем можно выполнять любую операцию. Из любого документа можно извлекать текстовые содержания, графики, таблицы и экспортировать их в любые приложения. При этом, экспортируя например таблицу из заархивированного документа в Excel, сохраняется возможность повторно сделать любые расчеты с этой таблицей. Программа существенно облегчает сбор информации из любых документов или их частей, подготовку презентаций, отчетов или докладов. Кроме поиска по любым заданным полям, существует возможность полнотекстового поиска. Если вы хотите найти какой-либо документ и помните только какие-то слова, которые присутствуют в этом документе, то вам достаточно ввести такое слово или даже часть слова и нажать функцию поиска, и документ будет найден в течение нескольких секунд из всего массива данных.

Таким образом, эти две функции архивации данных позволят не думать об организации хранения аналитической информации, программа выполнит это



самостоятельно. Можно не опасаться, что кто-то случайно или по ошибке переименует тот или иной файл, переместит его из одной папки в другую или случайно уничтожит. Программа полностью гарантирует сохранность всей информации, попавшей в систему.

Другая функциональная сторона программы дает возможность использования сотрудниками лабораторий наиболее приемлемых и удобных для них форм ввода, обработки и получения статистики результатов. Электронный Лабораторный Журнал (ЭЛЖ) позволяет вводить уже используемые на предприятии различные собственные программы в качестве шаблонов. То есть все существующие журналы в любых формах (например Excel, Word, и т.д.) на всех участках работы можно ввести в программу как шаблоны, чтобы пользователи работали с теми журналами и в том виде, к которым они привыкли и которые их устраивают. Такое внедрение позволит значительно сэкономить время и средства, а также облегчит использование программы сотрудниками лабораторий.

Кроме этого возможен автоматизированный ввод результатов измерений от лабораторных приборов напрямую в ЭЛЖ, что полностью исключит вероятность ошибок и искажений при вводе результатов. С помощью программы можно управлять ходом измерений на достаточно простых приборах (весы, титраторы, рН-метры). Например, задавать количество взвешиваний на аналитических весах, автоматически

рассчитывать среднее значение по результатам измерений, максимум, минимум, отклонение и прочие статистические функции. При этом все без исключения результаты автоматически заносятся в ЭЛЖ, а необходимый в конкретном случае результат, допустим среднее по результатам параллельных взвешиваний, будет передано в другую информационную систему. В программе задаются все используемые в вычислениях расчетные формулы, связанные с ними таблицы, калибровочные графики.

#### **Какие ещё функции могут быть заданы в Электронном лабораторном журнале?**

- Планирование проведения анализов по графикам аналитического контроля.
- Автоматическая (или ручная при необходимости) регистрация пробы в соответствии с графиками аналитического контроля.
- Регистрация и управление стандартными образцами, используемыми для калибровок, градуировок и внутрилабораторного контроля качества проведения испытаний.
- Регистрация и управление титрованными растворами, приготовленными для проведения испытаний.
- Контроль правильности использования лабораторных приборов в проведении испытаний, своевременности их поверки и аттестации.
- Контроль аттестации персонала лаборатории и допуск к проведению лабораторных работ.



- Хранение и оперативное представление персоналу ОТК нормативной технической документации по продуктам и методикам проведения испытаний.
- Формирование отчетной документации посредством web-приложений для всех пользователей.
- Организация и проведение внутрилабораторного контроля качества выполнения испытаний. Система автоматически ведет все контрольные карты испытаний с выдачей сообщений и информированием о появлении всех отклонений.

Таким образом, программа NG8 – это аналитический электронный лабораторный журнал, который дает возможность химическим лабораториям документировать результаты наблюдений, контролировать процедуры, обмениваться данными с другими программными решениями, легко находить результаты и обеспечивать их взаимодействие в рамках любых аналитических анализов. Это решение для управления документацией и рабочими процессами, которое позволяет лаборантам-химикам работать с применением стандартных рабочих процедур (SOP, ГОСТ, НД, и т.д.) и управлять обменом информацией между любыми информационными системами обработки данных. Как следствие, эта программа обеспечит автоматизацию процессов сбора, обработки, накопления, хранения и отображения информации, полученной в результате анализов в лабораториях, определяющих качество сырья, материалов и продуктов производства, санитарного состояния водной и воздушной сред.

#### **Ключевыми особенностями программы являются:**

- Создание предварительно заданных шаблонов (SOP, НД, методики и т.д.), включая поля ввода/вывода, критерии допустимости введенных данных и ссылки на внешние источники данных.
- Прямой интерфейс к аналитическим весам, pH-метрам, хроматографическим системам (CDS), ERP-системам.
- Данные/метаданные, полученные электронными методами, хранятся в безопасной среде, которая

соответствует нормативным требованиям.

- Отслеживание, назначение и управление образцами, тестами и результатами.
- Инвентаризационный учет инструментов и расходных материалов.
- Работа с Microsoft Excel и другими приложениями MS Office в среде, которая соответствует нормативным требованиям электронного документооборота.
- Автоматизация стандартных вычислений.
- Легкий ввод в программу любых документов в формате PDF или Microsoft Office путем простого перетаскивания.
- Регистрация данных, полученных от разнообразных инструментов и производителей.
- Быстрый поиск и получение данных благодаря автоматической регистрации данных и индексации результатов.
- Извлечение и повторное использование электронных данных в пользовательских сводных отчетах и автоматических расчетах.
- Учет СО, ГСО и подготовка образцов, растворителей.
- Обзор анализов.
- Используемая и поставляемая в комплекте база данных ORACLE.
- Подтверждение качества готовой продукции.
- Сертифицированная поддержка стандарта цифровой идентификации и подписей.

При необходимости специалисты лаборатории могут передать результаты измерений в форме протокола, который автоматически создается при запросе соответствующего отчета. Можно параллельно сохранять и передавать всю необходимую информацию в виде отдельных файлов, при этом вся информация также сохраняется в базе данных самой программы).

Сроки внедрения программного продукта в небольших лабораториях составляют в среднем 2–3 месяца, в крупных лабораториях – 5–6 месяцев. Программа устанавливается полностью специалистами подрядчика, в ней заданы все

### **Какие преимущества получит лаборатория при внедрении Электронного лабораторного журнала?**

*В лаборатории будет обеспечено:*

- быстрое принятие решений по результатам анализов в рамках всего предприятия;
- эффективная организация повседневной работы;
- уменьшение на 100% ошибок при передаче данных;
- сокращение до 75% времени на анализ полученных данных;
- использование химиками-лаборантами только пригодных/калиброванных инструментов и расходных материалов;
- сокращение до 99% времени на обработку данных и создание отчетов;
- сокращение на 90% расхода бумаги;
- соблюдение нормативных требований

используемые в лаборатории на текущий момент методики, точки отбора проб, расчетные формулы, таблицы, протоколы, журналы, отчеты, измерительные приборы и оборудование, калибровочные графики, функции внутрилабораторного контроля и прочая необходимая в деятельности лаборатории информация. В программе предусмотрена возможность внесения любых дополнений и изменений.

В последние несколько лет ежегодно увеличивается число лабораторий предприятий газовой и нефтяной промышленности, которые переходят на использование в своей деятельности Электронного лабораторного журнала. ●

#### **Представительство Waters в РФ**

**117997, Москва,  
ул.Миклухо-Маклая 16/10,  
тел./факс (495) 727-44-90,  
e-mail waters@co.ru,  
Интернет www.waters.com**

# ПОЛИЭФИРНЫЕ ВОЛОКНА



**Эмиль Айзенштейн,**  
Доктор технических наук,  
профессор,  
Заслуженный деятель науки  
и техники России

Производство и потребление ПЭФ волокон в России остается крайне низким, значительно уступая мировому уровню по всем показателям. Несмотря на рост выпуска штапельного волокна на 18%, его объемы и качество далеки от оптимальных, производство текстильных нитей очень незначительно, а – технических вообще отсутствует. По этой причине весомый вклад в потребление всех видов ПЭФ волокон обеспечивает внешний импорт (73%). Каковы перспективы роста их производства в стране, судя по разработанной до 2030 г. Стратегии?

В 2012 г. полиэфирные (ПЭФ) волокна продолжали уверенно лидировать среди всех видов текстильных волокнистых материалов (табл. 1), внося основной вклад (74%) в мировой баланс производства химических волокон. Наибольшие объемы и высокие темпы ежегодного

роста показывают ПЭФ комплексные нити: 28,7 млн.т и 9% соответственно (табл. 1). Суммарный выпуск ПЭФ штапельного волокна и нитей также остается рекордным – 43,3 млн.т, т.е. более половины производства всех видов текстильных волокон (85,2 млн.т) в 2012 г.

ТАБЛИЦА 1. Мировое производство текстильных волокон в 2012 г.

Виды волокон	млн. тонн	к 2011 г., ±%
Полиэфирные комплексные нити	28,7	+9
Полиэфирное штапельное волокно	14,6	+3
Полипропиленовые комплексные нити <sup>1)</sup>	5,1	+3
Полипропиленовое штапельное волокно	1,0	±0
Полиамидные комплексные нити	3,8	+4
Полиамидное штапельное волокно	0,2	-2
Полиакрилонитрильное волокно	1,9	-3
Другие синтетические волокна <sup>2)</sup>	0,9	+3
<b>Итого, синтетические</b>	<b>56,2</b>	<b>+4</b>
Целлюлозные комплексные нити	0,4	-2
Целлюлозное штапельное волокно <sup>3)</sup>	3,6	+14
<b>Итого, целлюлозные</b>	<b>4,0</b>	<b>+14</b>
Хлопок	23,5	-2
Шерсть	1,1	-2
Лен	0,3	-2
Натуральный шелк	0,1	+1
<b>Итого, натуральные</b>	<b>25,0</b>	<b>-2</b>
<b>Всего волокон</b>	<b>85,2</b>	<b>+4</b>

Примечание:

1) исключая спанбонд, мелтблаун, ленты, веревки и т.п.;

2) включая нити спандекс, арамидные, политетрафторэтиленовые и др. волокна;

3) исключая ацетатный жгутик для сигаретных фильтров и волокно лиоцелл

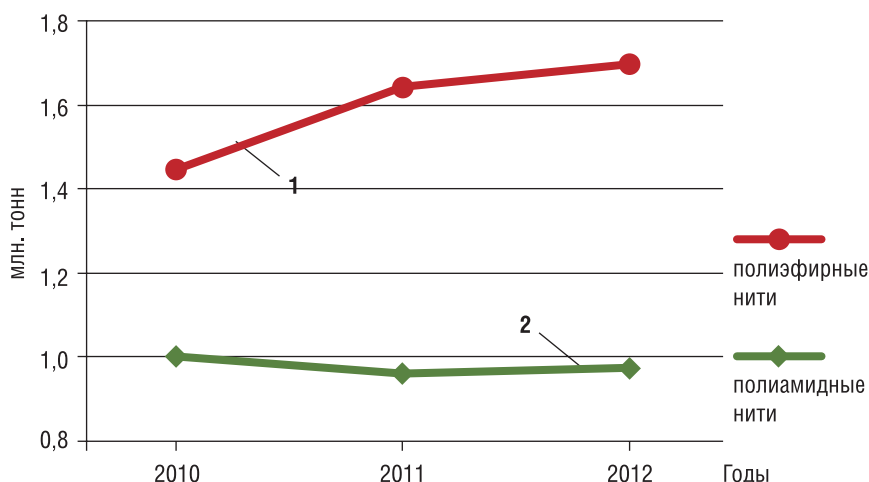


Отрадно отметить, что мировой рынок высокопрочных нитей, в первую очередь, для шинного корда и резино-технических изделий в последние годы, согласно рис. 1, изменяется в пользу ПЭФ нитей, в то время как выпуск полиамидных (ПА) той же номенклатуры, постепенно падает.

Как видно из табл. 2, производство ПЭФ волокон в мире не отличается региональной стабильностью. Значительный прирост наблюдался в Китае (+9%), что уже давно никого не удивляет, в США (+10%), что, наоборот, крайне неожиданно, а также в Латинской Америке (+6%), Восточной Европе (+5%), Мексике и Индии (по 3% в каждой). Правда, здесь необходимо учитывать не только ежегодный прирост в процентах, но и изменение абсолютных объемов выпуска, в чем Китай и Индия намного превосходят перечисленные выше страны.

Продолжается заметное снижение производства ПЭФ волокон в Западной Европе (-3%), Турции (-5%), Тайване (-6%), Японии (-6%) и др. Примерно в равных количествах имел место прирост ПЭФ комплексных нитей и штапельного волокна в Восточной Европе, США, Мексике, Латинской Америке, остальной Азии, в то время как в Китае и Индии он явно складывался в пользу комплексных нитей (табл. 2). Лишь на Среднем Востоке и в Африке относительно спокойно.

РИС.1. Мировой рынок полиэфирных (1) и полиамидных (2) высокопрочных нитей в 2010–2012 гг.



Кратко о ситуации с исходным сырьем для получения ПЭФ волокон. В 2012 г. мировые мощности по п-ксилолу (ПК) выросли на 2,8%, из большинства намеченных проектов, полностью реализован единственный крупный проект в Китае. В начале 2013 г. значительные новые инвестиции в расширение производства ПК размещены в Азии и на Среднем Востоке. Определенный толчок оказали инвестиции в 2012 г. на развитие мощностей по выпуску терефталевой кислоты (ТФК) в Азии, Европе и Южной Америке.

Из мирового прироста мощностей по ТФК, равного 14,9%,

преобладающая их реализация произошла в азиатском регионе, в частности, в Индии, Индонезии и Китае. Вновь появившиеся мощности по ТФК в Португалии и Бразилии, помимо внутреннего снабжения, обеспечили вклад в мировой баланс ТФК более чем 1,3 млн.т. Особенностью нынешнего момента в производстве ТФК является то, что более половины его мировых мощностей находится в Китае и Южной Корее, а в ближайшие два года планируется, что эта доля будет размещена только на территории Китая.

Капиталовложения на создание новых мощностей по производству

ТАБЛИЦА 2. Мировое производство полиэфирных волокон в 2012 году

Регионы	Общий объем, тыс. тонн			Прирост к 2011 г. по видам, тыс. тонн	
	2011 г.	2012 г.	±%	Комплексные нити	Штапельное волокно
Западная Европа	510	432	-3	-7	-11
Турция	437	416	-5	-35	+13
Восточная Европа	266	278	+5	+8	+5
США	1090	1203	+10	+53	+59
Мексика	122	126	+3	+1	+2
Латинская Америка	280	298	+6	+11	+8
Китай	27927	30570	+9	+2238	+305
Индия	3311	3424	+3	+83	+30
Тайвань	1594	1502	-6	-89	-3
Ю.Корея	1379	1336	-3	-12	-32
Япония	338	319	-6	-14	-6
Остальная Азия	3044	3073	+1	+14	+15
Средний Восток, Африка	–	–	–	-1	±0
Другие	266	264	-1	–	–
<b>Всего</b>	<b>40563</b>	<b>43301</b>	<b>+7</b>	<b>+2352</b>	<b>+386</b>

**ТАБЛИЦА 3.** Полиэфирные волокна и нити в России в 2012 году (в тоннах)

Наименование и ассортимент продукции	Спрос	±%	Потребление	±%	Производство	±%	Импорт	±%	Экспорт	±%
штапельное волокно	168207	±0	165328	-1,7	51878	+18,1	116419	-6,4	2969	+в 36 раз
текстильные нити	30556	-3,3	30158	-3,4	4724	-32,4	25832	+2,2	398	+2,6
технические и кордные нити	13352	+28,7	13136	+27,1	–	–	13352	+28,7	216	–
спанбонд	12000	+6,0	11857	+6,8	3000	+6,9	9000	+5,7	143	-34,1
<b>Всего</b>	<b>224115</b>	<b>+1,6</b>	<b>220479</b>	<b>+0,5</b>	<b>59602</b>	<b>+15,7</b>	<b>164603</b>	<b>-1,5</b>	<b>3726</b>	<b>+в 6 раз</b>

моноэтиленгликоля (МЭГ) в 2012 г. были сравнительно одинаковы с предыдущими годами. Введены две линии получения МЭГ в Китае (провинция Хенан), увеличив годовую мощность в мире на 0,9%. На этой же площадке для новой установки ПЭФ волокна производительностью ок. 1 млн.т/год неизбежным стало резкое повышение коэффициента загрузки мощности. Для обеспечения сопряженности роста производства конечного продукта с наличием сырьевых ресурсов ежегодный прирост выпуска МЭГ в Китае в следующие четыре года должен быть на уровне 8,5%.

Сохранение нынешних темпов роста полиэфиров в стране с наличием прибыли в этом бизнесе будет решаться с помощью импорта МЭГ.

Все сказанное выше, по нашему мнению, убедительно иллюстрирует очевидный прогресс в мировом производстве ПЭФ волокон за

прошедший год. Поэтому нельзя пройти мимо той безрадостной ситуации, которая складывается с этой уникальной продукцией за последнее время на российском рынке.

Табл. 3, составленная по данным ОАО «НИИТЭХИМ», иллюстрирует, в первую очередь, что в 2012 г. объем производства и потребления всех видов ПЭФ волокон оставался крайне низким, если не сказать позорным: от мирового уровня 0,15 и 0,5% соответственно, уступая при этом среднемировым показателям на душу населения более чем в 12 и в 4 раза соответственно.

Поэтому анализ табл. 3 проводится в области малых цифр, если сравнивать, например, с достижениями Китая (табл. 2). Спрос и потребление ПЭФ продукции в 2012 г. в России остались примерно на уровне предыдущего года, производство выросло примерно на 16%,

главным образом благодаря увеличенному на 18% выпуску штапельного волокна, получаемому преимущественно при переработке (рециклинг) отходов бутылей из полиэтилентерефталата (ПЭТ) и тем самым не отвечающим стандартным требованиям текстильной промышленности и пригодным лишь в качестве сырья для нетканых материалов (НМ). Флагманом здесь, согласно табл. 4, остается ОАО «Комитекс» (г. Сыктывкар), ООО «Номатекс» (Ульяновская обл.) и др. Стараниями последнего в 2012 г. увеличился выпуск ПЭФ спанбонда в России до 3,0 тыс.т, хотя это значительно ниже выпуска отечественного спанбонда из полипропилена. Снижение и без того мизерного выпуска ПЭФ текстильных нитей на 32,4% связано с резким падением производства пневмотекстурированных нитей в ОАО «Тверской полиэфир» (табл. 4). Постепенно наращивает мощности ООО ТПК «Завидовский

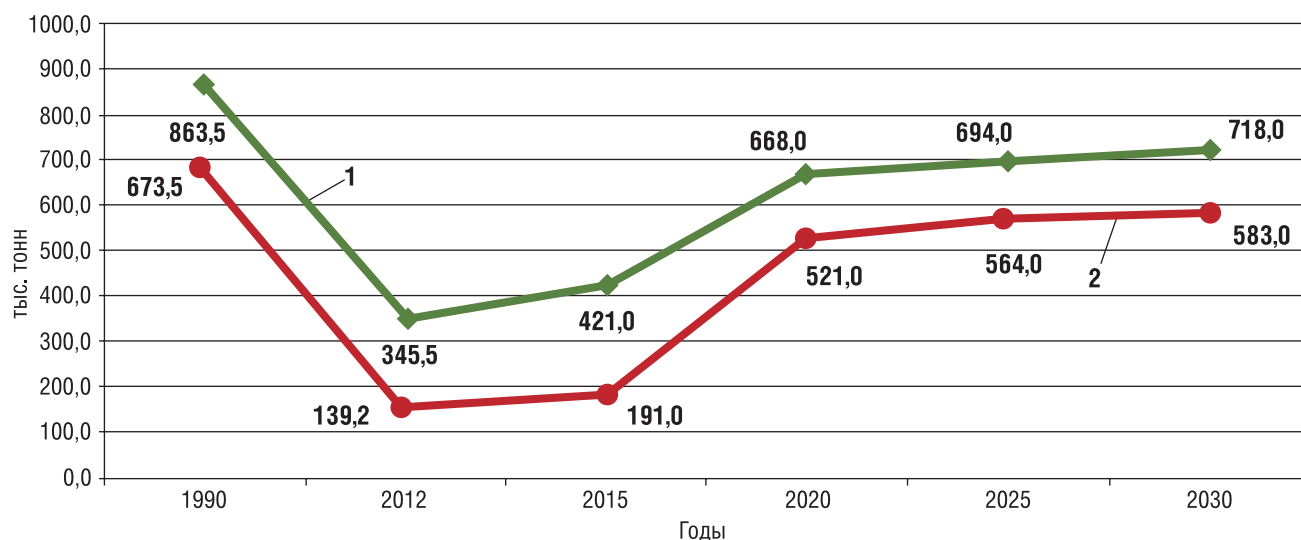
**ТАБЛИЦА 4.** Выпуск полиэфирных волокон в России в 2012 году

Ассортимент и производители	2012 г.	2011 г.	2012/2011 г.	Мощности	Загрузка
	тыс. тонн	тыс. тонн	%	тыс. тонн	%
Текстильная нить, в т.ч.:	4,7	8,0	-41	10,0	47,0
ОАО «Тверской полиэфир»	2,8	6,3	-56	6,5	43,1
ООО ТПК «Завидовский текстиль»	1,9	1,7	+12	3,5	54,3
Штапельное волокно, в т.ч.:	51,9	49,6	+18	60,6	85,6
ЗАО «РБ Групп», г. Владимир	12,5	12,5	±0	13,0	96,2
ООО «Владполитекс», г. Судогда	3,5	2,5	+40	–	–
ООО «Детская одежда», Владимирская обл.	0,5	0,2	+150	0,7	71,4
Прочие, Владимирская обл.	1,6	0,3	+430	–	–
ОАО «Комитекс», г. Сыктывкар	20,6	19,8	+4	22,6	91,2
ООО «Селена-Химволокно», Карачаево-Черкессия	5,1	4,9	+4	5,0	102,0
ООО «Номатекс», Ульяновская обл.	8,2	3,6	+128	14,4	56,9
Спанбонд					
ООО «Номатекс», Ульяновская обл.	3,0	2,8	+7	6,4	46,9
<b>Волокна и нити, всего</b>	<b>59,6</b>	<b>51,5</b>	<b>+16</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

ТАБЛИЦА 4. Выпуск полиэфирных волокон в России в 2012 году

Ассортимент	Количество стран	Общий объем, тонны	в т.ч. из	
			Дальнего зарубежья	Республики Беларусь
Нити текстильные, крученые, пневмосоединенные, текстурированные и др.	18	25830	10080 (Китай – 4000, Индия – 3000, Малайзия – 1250 и др.)	15750 (Светлогорск)
Нити высокопрочные, малоусадочные, адгезионные, крученые и др.	19	13350	3900 (Китай – 2600, Германия – 300, Польша – 600 и др.)	9450 (г. Могилев)
Штапельное волокно	24	116400	88700 (Китай – 41000, Ю. Корея – 28000, Тайвань – 11000, Италия – 4000 и др.)	27700 (г. Могилев)
		155580	102680	52900

РИС.2. Прогноз объемов потребления (1) и производства (2) химических волокон в России (данные ОАО «НИИТЭХИМ»)



текстиль», используя современное оборудование германской фирмы «Oerlikon-Barmag». По-прежнему Россия не производит ПЭФ технические нити для шинного корда и изделий РТИ: до сих пор не завершен монтаж оборудования на заводе в г. Волжском, где в основном меняются только собственники, но ничего не изменилось в дефиците этой продукции.

Разумеется, отмеченное чуть выше состояние производства ПЭФ волокон по объемам, так и по качеству (в частности, штапельное волокно) не отвечают уровню потребления и спроса на них в стране. В целом, по всему ассортименту, указанному в таблицах 3 и 4, производство составляет 27% от потребления, в т.ч. текстильным нитям соответственно 16%, штапельному волокну 31% и спанбонду 25%. Естественно, столь существенная разница компенсируется импортом этой продукции, который в 2012 г. составил 73% от ее потребления.

Импорт ПЭФ волокон в Россию в 2012 г. условно представлен в табл. 5. Например, ПЭФ текстильные нити поступают из 18 стран в объеме 25830 т, высокопрочные технические нити из 19 стран в объеме 13350 т и штапельное волокно из 24 стран в объеме 116400 т. Главные импортеры – страны дальнего зарубежья, большей частью Юго-Восточный регион – Китай, Индия, Ю.Корея, Тайвань и др. (66%) и Республика Беларусь (33%), где сегодня сосредоточены (г.г. Могилев, Светлогорск, Гродно) крупнейшие мощности по ПЭФ волокнам бывшего Союза.

Дальнейшая судьба химических волокон в России, сформулированная ОАО «НИИТЭХИМ» в разрабатываемой ныне Стратегии развития химической промышленности до 2030 г., выглядит крайне бледно (рис. 2) и абсолютно не созвучна мировым тенденциям в этой области: к 2030 году уровень потребления и производства будет

ниже показателей, достигнутых в 1990 г. При этом значительная и наиболее реальная часть прогноза на рис. 2 ориентированы на титанические усилия управляющей компании «Иврегионсинтез» по созданию нового производства в Ивановской области (предположительно г. Вичуга) ПЭФ штапельного волокна мощностью 180 тыс.т/год. Насколько эти планы сбудутся будет зависеть и степень обеспечения сырьем отечественной текстильной индустрии в будущем. Иначе – повальный импорт. ●

#### Литература

1. Айзенштейн Э.М.//Neftegaz.RU, №10–11, ноябрь 2013, с. 56–62.
2. Айзенштейн Э.М.//Легпромбизнес. Директор, ТЗ (143), апрель 2013, с.10–15.
3. Fiber Organon, June 2013.
4. Chem.Fibers Jnt., №3, September 2013, s.
5. A.Engelhardt//Industry News, июнь 2013, с. 22–23.
6. Айзенштейн Э.М., Клепиков В.Н.// Вестник химической промышленности, № 5 (74), октябрь 2013, с. 38–43.
7. Айзенштейн Э.М.//Химические волокна, № 5, 2013, с. 3–10.

# МОТОР СИЧ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ



## Энергоустановки нового поколения от МОТОР СИЧ



**Вячеслав Богуслав,**  
Президент  
АО «МОТОР СИЧ»

Акционерное общество «МОТОР СИЧ» – разноплановое, многопрофильное наукоемкое предприятие, основным видом продукции которого являются авиационные двигатели различного назначения и мощности.

В настоящее время большое внимание уделяется развитию вертолетного производства. Кроме этого, уже около 50 лет предприятие занимается разработкой и изготовлением мобильных газотурбинных электростанций

Богатый опыт компании в области газотурбинного машиностроения позволил диверсифицировать производство и укрепить свои позиции на рынке энергетического оборудования за счет изготовления газоперекачивающих агрегатов (ГПА) нового поколения, газотурбинных приводов (ГТП), а также газотурбинных электростанций (ГТЭ) и установок (ГТУ), в первую очередь для нужд нефтегазовой и энергетической промышленности.

Выпускаемые сегодня модификации модернизированной электростанции ПАЭС-2500 по основным показателям находятся на уровне лучших образцов, а по мобильности, качеству генерируемой электроэнергии и габаритно-весовым характеристикам – превосходят многие из них.

Специалисты предприятия постоянно отслеживают работу электростанций в эксплуатации и, при необходимости, проводят их доработку. В частности, был применен газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5, обладающий повышенной надежностью (межремонтный ресурс – 25 000 часов) и экономической эффективностью (К.П.Д. – 24 %), в который входят:

- редуктор (РС-12/3) уменьшенной виброактивности и усиленной конструкции;

- валопровод с фрикционной предохранительной муфтой;
- комплект газорегулирующей аппаратуры, выполненный на современной элементной базе и имеющий улучшенную эргономичную компоновку (без применения отдельного блока газорегулирующей аппаратуры);
- улучшенная система смазки (чистота фильтрации масла – 10 мкм);

- подвеска двигателя, обеспечивающая простоту центровки и замены привода;
1. Также, применялся синхронный генератор с современной бесщеточной системой возбуждения (исполнение 10,5 кВ и 6,3 кВ), для защиты которого применен цифровой блок защиты генератора производства фирмы «General Electric», удовлетворяющий требованиям действующих правил и совместимый с современной системой автоматического управления и контроля;
  2. Была использована система автоматического управления и контроля, выполненная на базе современной микропроцессорной техники, позволяющей



ПАЭС-2500



обеспечить требуемый высокий уровень автоматизации (3-я степень автоматизации);

3. Использовалось универсальное (единое для электростанций производства АО «МОТОР СИЧ» всех мощностей) высоковольтное комплектное распределительное устройство, выполненное на современной элементной базе и имеющее меньшее количество шкафов (два, вместо ранее используемых трех), а также система электропитания собственных нужд электростанции;
4. Также были применены современные системы безопасности (автоматического газового пожаротушения, виброконтроля и контроля уровня загазованности) и систем шумоглушения всасывания и выхлопа;
5. Применялся центральный пульт дистанционного управления до шести ПАЭС-2500 (как опция).

На ближайшее время запланировано завершение изготовления и выполнение приемо-сдаточных испытаний двух газотурбинных электростанций «Мотор Сич ПАЭС-2500Г-Т6300» с полуприцепом-фургоном ВАРЗ-НПО 3012, имеющий усиленную несущую раму и кузов из сэндвич-панелей.

Кроме того, завершено изготовление и начата подготовка к испытаниям опытного образца двухтопливной газотурбинной электростанции «Мотор Сич ПАЭС-2500Д», которая может работать на газообразном или жидком топливе, а также на их смеси, с возможностью перехода с одного вида топлива на другое – автоматически или по команде оператора, без снятия нарузки и остановки электростанции.

В АО «МОТОР СИЧ» разработана блочно-транспортная газотурбинная электростанция **ЭГ 1000МС** мощностью 1000 кВт. Блочная конструкция, удобства в транспортировке и эксплуатации, делают данную электростанцию незаменимой для энергоснабжения объектов нефтяной, газовой промышленности, агропромышленных комплексов и других отраслей народного хозяйства. Такие свойства, как высокая степень автоматизации и экономичность привода, поддержание номинальной



ЭГ 6000

мощности до температуры +27°C – привлекают широкий круг потребителей. Электростанция работает в диапазоне температур от –50 до +50°C на газообразном топливе, в автономном или параллельном режимах, обеспечивает высокое качество вырабатываемой энергии и высокие экологические показатели.

В ближайшей перспективе планируется разработка газотурбинной электростанции ЭГ1000-01МС для аварийного энергоснабжения. Ее мобильность, полная автономность, делают данную электростанцию незаменимой, в качестве аварийного источника электрической и тепловой энергии в чрезвычайных ситуациях на объектах народного хозяйства страны.

Особое место среди блочно-транспортных газотурбинных электростанций нового поколения занимает «Мотор Сич ЭГ-6000Т-Т10500-ЗВНМ1УХЛ1», явившаяся базовой моделью для семейства электростанций мощностью 6 и 8 МВт. Электростанция изготавливается различного климатического исполнения и предназначена для генерирования напряжений 6,3; 10,5; 13,8 кВ частот 50 или 60 Гц.

К основным достоинствам следует отнести: малую массу и габаритные размеры, модульность конструкции, что позволяет транспортировать ее любым видом транспорта в самые отдаленные точки мира, производить монтаж и запуск

в эксплуатацию в кратчайшие сроки. Электростанция обладает высокой степенью автоматизации, надежностью и долговечностью, может работать автономно, а также параллельно с энергосетью либо с электростанциями подобного класса. Конструкция электростанции позволяет эксплуатировать ее в когенерационном цикле, что существенно повышает Коэффициент Использования Топлива (КИТ) и доводит его в ряде случаев до 80–90%.

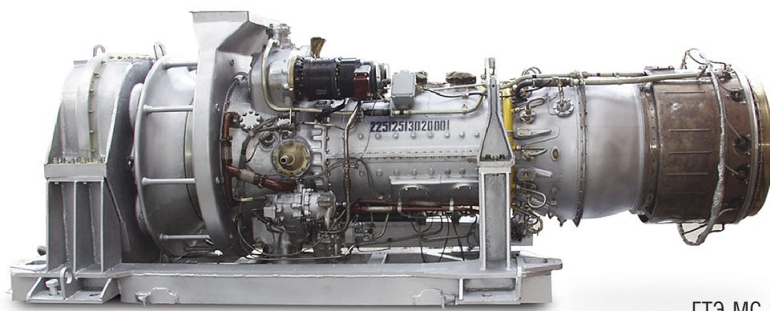
Опираясь на накопленный опыт, в текущем году будет завершено проектирование новой модификации повышенной конкурентоспособности газотурбинной установки «МОТОР СИЧ ГТЭ-6», одним из основных отличий которой будет комплектация генератором на 1500 об/мин, производства компании «SIEMENS» и возможностью генерирования напряжения 6300 В и 10500 В.

Следующим нововведением является то, что все модификации ГТУ, производимые с 2014 года, могут комплектоваться (по требованию заказчика) системой питания двумя видами топлива: жидким (авиационное или дизельное топливо) и газообразным (природный или попутный нефтяной газ).

Новая блочно-транспортная газотурбинная электростанция **ЭГ 8000МС**, опытный образец которой изготавливается в настоящее время, является последующим развитием

конструкции электростанций семейства ЭГ 6000 и соответствует современным образцам этого вида продукции.

ЭГ 8000МС обладает высоким КПД, хорошей экономичностью привода, способностью сохранять требуемый запас мощности (ном. мощность – 8 МВт, max – 9,6 МВт), при температуре наружного воздуха + 25°С.



ГТЭ-МС-2,5

### Основные достоинства ГТЭУВС-2,5МС:

- работает на любых видах топлива;
- в конструкции использованы основные узлы существующей ГТЭ;
- возможность работы в автономном режиме, а также параллельно с внешней энергосистемой;
- ремонтпригодность, простота и легкость в управлении

К достоинствам ЭГ 8000МС можно отнести применение ГТП ГТЭ-8,3/МС с тихоходной силовой турбиной (3000 об/мин), обеспечивающего непосредственную передачу крутящего момента на турбогенератор, что позволило исключить из конструкции редуктор, повысило надежность и эксплуатационные показатели электростанции.

Все это, а также снижение общей себестоимости энергообъекта за счет применения меньшего количества электростанций большей мощности делает ЭГ 8000МС привлекательной для заказчиков.

С целью расширения области применения газотурбинных приводов, специалистами АО «МОТОР СИЧ» разработано проектное предложение по созданию газотурбинной энергоустановки внешнего сгорания 2,5 МВт ГТЭУВС-2,5МС, которая предназначена для получения электроэнергии, используя в

качестве топлива различные горючие вещества, в том числе низкокалорийные:

- доменный, коксовый, ферросплавный газы;
- шахтный метан, сланцевый пиролизный газ, угольная пыль;
- синтез-газ или генераторный газ, полученный при утилизации мусора и твердых бытовых отходов;
- сухая биомасса и т.д.

Установка способна будет решить проблемы изменения потребления электроэнергии и пиковых нагрузок, проблемы утилизации как различных металлургических, так и других малопригодных газов и топлив, в том числе и продуктов переработки отходов.

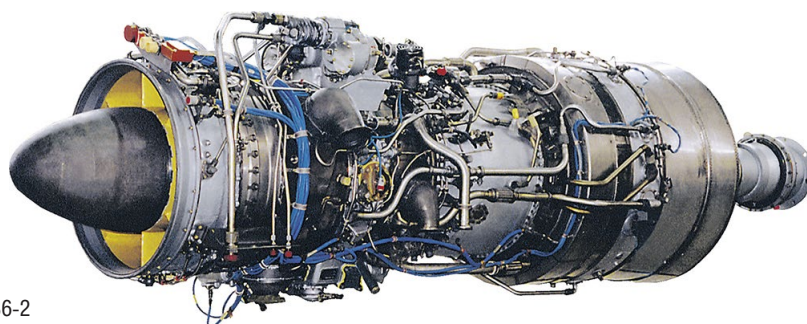
Энергоустановка может располагаться достаточно близко к потребителям, что дает возможность повысить коэффициент использования топлива и обеспечить потребителей электрической и тепловой энергией.

Разработанная технология в ГТЭУВС-2,5МС позволяет снизить нагрузку на базовые электростанции и уменьшить потребление всех видов топлива. В условиях современного роста цен на ископаемое углеводородное топливо (газ, нефть, уголь) на первые позиции энергоносителей все более уверенно выходят низкокалорийные горючие вещества, которые недавно считались «отходами производства» и загрязняли окружающую среду.

Предлагаемый проект сегодня актуален как никогда, и был отмечен Дипломом Торгово-Промышленной Палаты Украины в конкурсе новейших энергоэффективных технологий и оборудования.

Все эти достижения подтверждают, что АО «МОТОР СИЧ» заслуженно поддерживает статус современного предприятия, определяющего топливно-энергетическую политику. Мы предлагаем целый ряд современных высокоэффективных газотурбинных промышленных приводов, выполняем полный комплекс работ по реконструкции существующих газоперекачивающих агрегатов, обеспечиваем поставку широкой гаммы экономичных и надежных приводов газотурбинных электростанций.

Надеемся, что новая продукция производства АО «МОТОР СИЧ» поможет специалистам энергетической отрасли сэкономить энергию и сохранить экологию. ●



Д-336-2

### АО «МОТОР СИЧ»

69068, Украина, г. Запорожье  
пр-т Моторостроителей, 15  
тел. +38 (061) 720-49-53  
факс +38 (061) 720-45-52  
E-mail; bent.vtf@motorsich.com  
www.motorsich.com



# О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

## Крупнейший газовый проект заработал

Иран ввел в эксплуатацию первую фазу крупнейшего в стране газового месторождения Южный Парс, запасы которого составляют около 12,6 трлн м<sup>3</sup> газа. Ожидаемая ежегодная прибыль от эксплуатации 1-й фазы крупного месторождения составляет около 1,5 млн долл США. Вся добыча разбита на 8 фаз и ведется в Персидском заливе. В освоении 2-й и 3-й фаз месторождения участвует российская компания Газпром. Иран располагает 18% мировых запасов газа.

## • Комментарий Neftegaz.RU

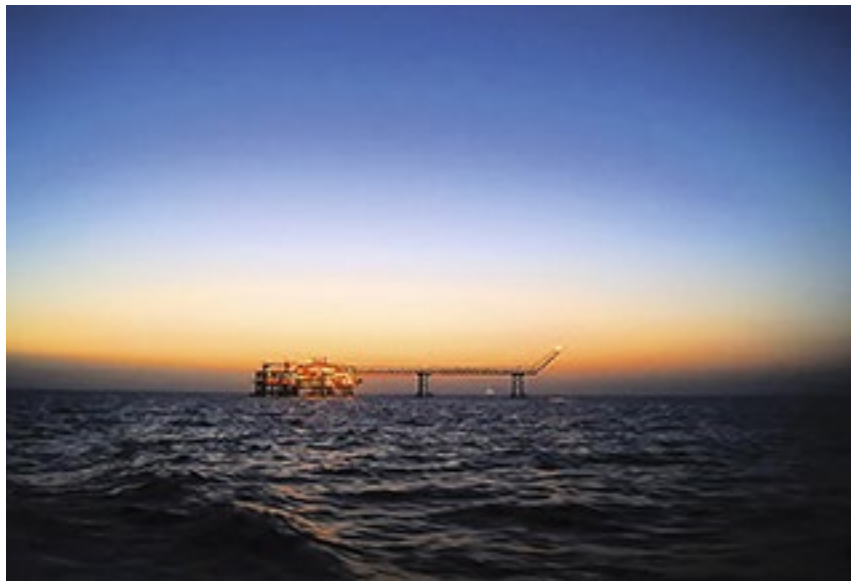
В настоящее время завершены бурильные работы на 17-й и 18-й фазах месторождения Южный Парс. За минувшие годы несколько изменились и показатели месторождения. Сейчас оно разделено на 29 фаз, содержит около 14 трлн м<sup>3</sup> газа, или около 8% от общего объема мировых запасов.

## Бензин снова подорожал

Потребительские цены на бензин в России в конце марта 2004 г. в целом повысились на 0,1%. Наиболее существенным оно было в Петропавловске-Камчатском (в среднем на 4,1%), где бензин марки А-76 подорожал на 4,4%.



Средние потребительские цены на автомобильный бензин в целом по России на 29 марта составили: А-76 – 9,11 руб., АИ-92 – 11,35 руб., АИ-95 – 12,62 руб.



## • Комментарий Neftegaz.RU

Цены на бензин в РФ продолжает ползти вверх. По данным Росстата, рост цен в марте 2014 г. на топливо ускорился до 0,6%. Средняя цена бензина в России по состоянию на 24 марта составляла 31,21 руб. за литр против 31,01 руб. на 17 марта. Стоимость бензина марки Аи-92 (Аи-93) выросла до 30,13 рубля за литр с 29,92; Аи-95 подорожал до 33,16 руб. с 32,98 руб. за литр. Средняя цена на дизтопливо снизилась до 33,26 руб. за литр с 33,38 руб.

## Министерства энергетики больше не будет

Структуры Газпрома активно скупают на фондовом рынке акции Мосэнерго с целью заполучить блокирующий пакет ценных бумаг крупнейшей региональной энергосистемы России. На апрель 2004 г. крупнейшими держателями акций Мосэнерго являются РАО ЕЭС России (50,87%), Газпромбанк (16%) и московское правительство (8%). Банк Москвы продал 5% акций, принадлежащих столичному правительству в пользу Газпромбанка.

Таким образом, доля Газпрома в акционерном капитале Мосэнерго выросла до 21%. Когда на руках у газовиков будет 24% акций, они смогут получить контроль над Московской городской генерирующей компании, входящей в Мосэнерго.

## • Комментарий Neftegaz.RU

В настоящее время доли в Мосэнерго распределяются следующим образом: Газпром энергохолдинг – 53,50%, Правительство Москвы 26,45%, Интер РАО ЕЭС – 5,05%. Однако отметим, что нынешнее Мосэнерго – это несколько усеченная версия компании до 1 апреля 2005 г.



Именно тогда Мосэнерго было разделено на 14 компаний по профильным видам бизнеса (сетевые, ремонтные, сбытовые и другие). Собственно в Мосэнерго остались только генерирующие активы, за исключением станций федерального значения. Отметим, что Газпром продолжает консолидировать генерирующие компании. Напомним, что в начале августа 2013 г. Газпром энергохолдинг (дочка Газпрома) приобрел 89,97% акций МОЭК без торга по стартовой цене в 98,6 млрд руб. Позже, в октябре 2013 г., Газпром увеличил долю в МОЭК почти на 9% до более чем 98,7%. ●



В. Капустин



Т. Хазова



В. Членов



А. Гурбанов



Э. Косых, Д. Картунов



С. Заболотский



В. Рукша, И. Орглов



Участник выставки  
Russia Power



А. Шаталова



Е. Холод



Участники Арктического  
саммита - 2014



П. Боярский





Н. Пегин



Участник Арктического саммита - 2014



В. Рукша



Р. Капинос



Участники Арктического саммита - 2014



А. Кабаков



П. Пелтола



Д. Кузьменко



Ю. Тререп



В. Плотников



С. Якуцени



А. Пивоваров,  
В. Щитинский

# КЛАССИФИКАТОР ПРОДУКЦИИ И УСЛУГ ОТ Neftegaz.RU

*«Отапливать нефтью – все равно что отапливать  
денежными ассигнациями»*

Д. Менделеев

**Л**юбая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг.

**С**пециалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

**П**олная версия классификатора представлена на сайте [www.neftegaz.ru](http://www.neftegaz.ru). На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

## КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК

1. *Оборудование и инструмент в НГК*



2. *Сервис, услуги и технологии в НГК*



3. *Сырье и материалы в НГК*



4. *Нефтепродукты, нефть и газ*





# МГБУ «СИГМА» (Переносная серия)

## 1. Оборудование и инструмент в НКК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Применяется при производстве скважин вертикального и наклонного направлений. Подходит для бурения пород I-XII кат. по буримости.

#### Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;
- инъецирование грунтов;
- бурение на воду;

- сейсморазведочные и технические скважины;
- шнековое бурение.

**Мощность установки** до 6 кВт.

**Габариты установки (в.д.ш):**  
230/140/150 см. или 230/110/100 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 25 м.

- с шнеками 10 м.
- Диаметр бурения 250 мм.  
Скорость бурения до 15 м/ч.  
Усилие вверх 1200 кг.  
Давление на бур 100–1500 кг.  
Ток питания от сети 220/380 В. ●

#### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244	110/125/244	110/125/244	120/200
- в рабочем состоянии					280/125/344*	280/125/344*	280/125/344*	180/260
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# МГБУ «ГАММА» (Переносная серия)

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Популярная модель для бурения пород I–XII категории по буримости, может применяться для выполнения работ в стесненных условиях.

#### Основные сферы применения:

- бурение на воду;
- инженерно-геологические изыскания;
- шнековое бурение;

- сейсморазведочные и технические скважины.

**Мощность установки** до 6 кВт.

**Габариты установки (в.д.ш):**  
220/140/90 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 80 м.
- с продувкой 20 м.

- с шнеками 10 м.

Диаметр бурения 250 мм.

Скорость бурения до 15 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Давление на бур 130–500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●

### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100



# БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ДЕЛЬТА»

## 1. Оборудование и инструмент в НКК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Современная буровая техника легкой серии на шасси.

Установка предназначена для бурения инженерных скважин в породах I-XII кат. по буримости. Позволяет производить скважины  $\varnothing$  до 500 мм.

#### Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;
- буроинъекционные скважины;
- скважины на воду;
- инъецирование грунтов;
- геологоразведочные скважины;

- анкера;
- технические скважины;
- и др.

**Мощность установки** до 8 кВт.

**Габариты транспортные:**  
110/125/244 см.

**Габариты установки в рабочем состоянии:** 280/125/344 см.

**Высота мачты:** 200 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 30 м.
- с шнеками 15 м.

Скорость бурения до 20 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Усилие вниз (давление) 100-1500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●



#### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244	110/125/244	110/125/244	120/200
- в рабочем состоянии					280/125/344*	280/125/344*	280/125/344*	180/260
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# БУРОВАЯ УСТАНОВКА «ДЕЛЬТА-Д»

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Современная буровая техника легкой серии на шасси.

Крытая модель. Отлично подходит для неблагоприятной климатической обстановки. На дверцах установлены замки для безопасного хранения оборудования и комплектующих.

Установка предназначена для бурения инженерных скважин в породах I–XII кат. по буримости. Позволяет производить скважины  $\varnothing$  до 500 мм. Предназначен для работы от сети переменного тока 220/380В.

Основные сферы применения:

- инженерно-геологические изыскания;

- буроинъекционные скважины;
- скважины на воду;
- инъецирование грунтов;
- геологоразведочные скважины;
- анкера;
- технические скважины;
- и др.

**Мощность установки до 8 кВт.**

**Габариты транспортные:**  
110/125/244 см.

**Габариты установки в рабочем состоянии:** 280/125/344 см.

Высота мачты: 200 см.

Глубина бурения:

- с промывкой 100 м.
- с продувкой 30 м.
- с шнеками 15 м.

Диаметр бура 300 мм.

Скорость бурения до 20 м/ч.

Усилие вверх 1200 кг.

Усилие вниз (давление) 100-1200 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●



### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	110/125/244 280/125/344*	120/200 180/260
- в рабочем состоянии								
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты - 110/100



# МБУ «АЛЬФА»

## 1. Оборудование и инструмент в НКК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Является одной из самых малогабаритных установок.

Облегченный вариант переносной серии буровых установок.

Снабжен колесами для быстрой транспортировки с места на место. Наиболее подходит для шнекового бурения, в особенности когда надо бурить неглубокие ямы в большом количестве. Также можно использовать в гидробурении и для проведения геологических испытаний.

Очень хорошо подходит для строительных фирм занимающихся укреплением грунтов. Для работы на установке достаточно одного человека.

#### Основные сферы применения:

- бурение под опоры столбов;
- скважины на воду до 50-ти метров;
- инженерно-геологические изыскания;
- шнековое бурение;
- инъецирование грунтов;
- неглубокие буроинъекционные сваи.

**Мощность установки до 4 кВт.**

**Габариты установки (в.д.ш):**  
205/100/80 см.

#### Глубина бурения:

- с промывкой 50 м.
- с шнеками 10 м.

Максимальный диаметр бурения 250 мм.

Усилие вверх 1200 кг.

Давление на бур 100–1500 кг.

Ток питания от сети 220/380 В. ●



#### Сравнительная таблица

	Альфа	Гамма	Сигма	Сигма-М	Дельта	Дельта-М	Дельта-Д	Омега
Мощность	до 4 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 6 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 8 кВт	до 14 кВт
Габариты (в.д.ш.) в см								
- транспортные	205/100/80	220/140/90	230/140/150 или 230/110/100	230/140/150 или 230/110/101	110/125/244	110/125/244	110/125/244	120/200
- в рабочем состоянии					280/125/344*	280/125/344*	280/125/344*	180/260
- высота мачты					200	200	200	250
Глубина бурения, до:								
- с промывкой	50 м	80 м	100 м	100 м	100 м	100 м	100 м	150 м
- с продувкой	–	20 м	25 м	25 м	30 м	30 м	30 м	50 м
- шнеками	10 м	10 м	10 м	10 м	15 м	15 м	15 м	20 м
Диаметр бура	250 мм	250 мм	250 мм	250 мм	300 мм	300 мм	300 мм	500 мм
Скорость бурения	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 15 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 20 м/ч	до 30 м/ч
Усилие вверх, кг	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	2500
Усилие вниз (давление на бур), кг	100-1500	130-500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	100-1500	3000 кг
Ток питания от сети	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	220/380 В	аи-92

\* - при бурении в снятом с прицепа состоянии габариты – 110/100

# УРБ-2А-2

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Установка разведочного бурения УРБ-2А-2 предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ вращательным способом с очисткой забоя скважины промывкой, продувкой или транспортировкой разрушенной породы на поверхность шнеками. Установка имеет перемещающийся вращатель с гидроприводом, который используется в процессе бурения, наращивания бурильного инструмента без отрыва его от забоя и выполняет совместно с гидроподъемником работу по спуску-подъему инструмента и его подачу при бурении.

Мощность и кинематика вращателя обеспечивают также свинчивание-развинчивание бурильных труб, в результате этого отпадает необходимость в специальных механизмах для этой цели. Управление установкой полностью гидрофицировано, в том числе подъем-опускание мачты, и сконцентрировано на пульте бурильщика. Конструкцией установки предусматривается возможность бурения скважин с очисткой забоя промывкой или продувкой, для чего монтируется буровой насос или компрессор, а также бурение шнековым способом. Основными конструктивными элементами установки являются: вращатель, раздаточная коробка, мачта, установка бурового насоса. ●

<b>Транспортная база</b>	КАМАЗ 43118, КАМАЗ 43114, УРАЛ-4320, ЗИЛ-131, гусеничный трактор ТТ-4М, ТЛТ-100, МТЛБу
<b>Глубина бурения, м:</b> геофизических скважин структурных скважин при продувке забоя воздухом при бурении шнеками	<b>100</b> <b>300</b> <b>30</b> <b>30</b>
<b>Начальный диаметр бурения, мм</b>	<b>190</b>
<b>Конечный диаметр бурения, мм, для скважин:</b> геофизических структурных	<b>118</b> <b>93</b>
<b>Диаметр бурения, мм:</b> при продувке забоя воздухом при бурении шнеками	<b>135</b> <b>135</b>
<b>Вращатель:</b> тип частота вращения, с-1 (об/мин) I скорость II скорость III скорость ход, мм момент силы, Н*м (кгс/м) I скорость II скорость III скорость	<b>подвижный</b>  <b>2,33 (140)</b> <b>3,75 (225)</b> <b>5,42 (325)</b> <b>5200</b>  <b>2010 (205)</b> <b>1210 (123)</b> <b>830 (85)</b>
<b>Привод вращателя, тип</b>	<b>аксиально-поршневой гидромотор</b>
<b>Рабочее давление в гидросистеме, Па (кгс/см<sup>2</sup>)</b>	<b>9,8 x 10<sup>6</sup> (100)</b>
<b>Механизм для спуска, подъема и подачи инструмента:</b> тип грузоподъемность, Н (кгс) усилие вниз, Н (кгс) при давлении 8,3*10 <sup>6</sup> (85 кгс/см <sup>2</sup> ) скорость подъема инструмента, м/с	<b>домкрат гидравлический с полиспанной системой</b> <b>45000 (4500)</b> <b>25500 (2600)</b> <b>0...1,1</b>
<b>Мачта:</b> тип грузоподъемность, Н (кгс)	<b>сварная с гидравлическими опорными домкратами</b> <b>58800 (6000)</b>
<b>Трубы бурильные:</b> диаметр, мм длина, мм	<b>50 (60,3)</b> <b>4500</b>
<b>Компрессор</b>	<b>КСБУ-4ВУ1-5/9, К-5А, КТ-7, КВ-10/10С</b>
<b>Буровой насос</b>	<b>НБ-32 (50), НБ-4</b>





# УСТАНОВКА БУРОВАЯ ШНЕКОВАЯ МАЛОГАБАРИТНАЯ УБШМ-1-13

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

##### 1.1.1.2 Буровые установки и их узлы



Установка буровая шнековая малогабаритная УБШМ-1-13 предназначена для бурения вертикальных скважин шнековым и колонковым способом в грунтах 1-4 категорий, с промывкой или продувкой в грунтах до 8 категории при проведении геофизических, инженерно-строительных, геологических изысканий и буровых работ иного назначения.

Установка предназначена для работы в умеренном макроклиматическом районе по ГОСТ 15150-69. Климатическое исполнение У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 (температура окружающей среды от -40 °С до +50 °С). ●

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Глубина бурения номинальная, м шнеками диаметром 85 мм шнеками диаметром 150 мм	<b>25</b> <b>10</b>
Ход вращателя, мм	<b>1200</b>
Подача вращателя	<b>гидроцилиндр</b>
Усилие подачи вращателя, кН, (кГс): при давлении на забой (номинальное/ максимальное) при подъеме колонны (номинальное/ максимальное)	<b>4 (400) / 6,5 (650)</b> <b>10,5 (1050) / 17 (1700)</b>
Скорость перемещения вращателя, м/с	<b>0...0,28</b>
Частота вращения бурового снаряда, об/мин	<b>77, 136, 222, 313</b>
Крутящий момент на выходном валу, макс., кГс x м	<b>66</b>
Привод вращателя и гидронасоса	<b>ДВС</b>
Тип/мощность кВт (л.с.)	<b>Honda / 9,75 (13)</b>
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более: в рабочем положении в транспортном положении	<b>1810 x 860 x 1900</b> <b>2200 x 860 x 1100</b>
Масса установки (без транспортной базы, ЗИП и рабочей жидкости в гидросистеме), кг, не более	<b>200</b>



«Доступных месторождений на земле все меньше, а альтернативные источники энергии далеки от того, чтобы стать полноценной заменой углеводородному сырью»

**И. Сечин**



«Сами написали, раструбили на весь мир, нагнули всех, а теперь возмущаются. Чему?» (о США)

**В. Путин**



«Нефть – это власть, огромная власть...»

**Д. Ергин**



«Если мы скажем России, что можем получать газ отовсюду и из разных источников, то тогда россияне будут более покладистыми, чтобы снизить цену на свой газ для Европы до мирового уровня и чтобы не было привязки цены на газ к цене на нефть»

**Г. Эттингер**



«Экспорт СПГ жадным до денег США скорее всего и не нужен вовсе, поскольку у них есть более доходные статьи»

**В. Язев**



«Сейчас судьба вновь пытается улыбнуться нефтепереработке и, будем надеяться, что эта отрасль, наконец, получит должное развитие»

**А. Данилов**

# ТЕНДЕРНЫЙ КОНСАЛТИНГ

Поможем выиграть в государственном тендере (по ФЗ №94)

- **Аккредитация** на торговых площадках
- **Подбор тендеров** по заданным параметрам
- **Юридический анализ** тендерной документации
- Подготовка **тендерной заявки**
- Оформление **банковских гарантий**
- **Юридическое сопровождение** заключения и исполнения государственного контракта
- Оспаривание решений ФАС о внесении в «**черный список**»

Более 30 специалистов,  
которые очень любят  
выигрывать тендеры!

Юридическая компания «ПРИОРИТЕТ»

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



**ПРИОРИТЕТ**

юридическая компания



# АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»  
195027, г. Санкт-Петербург,  
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3  
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10  
[info@incoat.ru](mailto:info@incoat.ru)  
[www.incoat.ru](http://www.incoat.ru)

